

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TRABAJO DE FIN DE GRADO

**“POTENCIAL DE MEJORA MEDIOAMBIENTAL QUE
OFRECEN LAS MEJORAS TÉCNICAS DISPONIBLES EN
EL AMBITO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE
CARBON EN ESPAÑA”**

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR: Angel Baptista Romero

2015-2016

TUTOR: Javier Villa Briongos
Departamento de Ingeniería Térmica y Fluidos

AGRADECIMIENTOS

Con este proyecto de fin de carrera se cierra una etapa muy bonita de esfuerzo, sacrificio y superación. Probablemente todo esto no habría sido posible sin el apoyo necesario. Por ello, considero necesario dedicar unas palabras a lo que se puede considerar mi motor en este trayecto.

En primer lugar, quiero agradecerle a mi padre los esfuerzos que ha hecho por permitirme llegar a este punto, y su dedicación por permitirme llegar más lejos. Gracias a él he aprendido que todo objetivo es alcanzable, solo hay que saber elegir el buen camino.

Quiero dar gracias a mi familia y a Encarni, por enseñarme los valores que me han permitido llegar tan lejos. En especial quiero destacar a mi primo Álvaro, al que podría considerar un hermano, por contagiarme de su fortaleza e imaginación.

Quiero agradecer a mis amigos de toda la vida, mis vecinos y mis compañeros de clase, permitirme pasar la vida diaria de forma más amena. Risas, viajes, proyectos, orientación y muchas cosas más que me han aportado y sin duda seguirán haciendo. En especial me gustaría mostrar mi aprecio a Álvaro Martín (AM) y LauraVillarreal, pues os puedo considerar parte de mi familia y sé que siempre os tendré a mi lado.

Quiero agradecer en especial a mi tutor Javier Villa Briongos por su gran dedicación, su disponibilidad y por ayudarme a desarrollar mis conocimientos obtenidos en la carrera, poniendo la guinda a mi formación. Una gran persona sin duda.

La persona más admirable en mi vida, mi abuela Rosa, de ti aprendí a ser fuerte, a afrontar todos los problemas y a salir adelante. Siempre estaré contigo, gracias por todo.

RESUMEN

Las Mejoras Técnicas Disponibles son una respuesta contra la amenaza que supone la contaminación atmosférica, tanto en España como en el mundo. Estas tecnologías suponen unas mejoras realmente eficientes que se pueden combinar con otros procesos, como la captura y almacenamiento de carbón o procesos de oxidación, para luchar contra la problemática ambiental en un mundo en el que el carbón tiene un papel predominante en términos energéticos.

En el siguiente proyecto se demuestra la problemática del carbón interpretando los balances energéticos anuales a nivel mundial, europeo y nacional. Posteriormente, con el uso de un caso de central de carbón real y la comparativa con un caso de estudio diseñado, se desarrolla la idea de incorporar las MDT. Finalmente, se estudia la implantación de estas tecnologías y la inversión económica que éstas conllevan, con el objetivo de demostrar su alta eficiencia y su rentabilidad económica.

Índice de contenidos

Capítulo 1: Objetivos y alcance del proyecto(1)

Capítulo 2: Introducción(3)

Capítulo 3: Situación actual de las tecnologías de generación de carbón(5)

3.1 Objetivos y alcance del capítulo (6)

3.2 Introducción (6)

3.3 Análisis del mix energético mundial (7)

3.3.1 Estados Unidos (7)

3.3.1.1 Política energética (8)

3.3.1.2 Situación del carbón (9)

3.3.2 Rusia (9)

3.3.2.1 Política energética (10)

3.3.2.2 Situación del carbón (10)

3.3.3 China (11)

3.3.3.1 Política energética (12)

3.3.3.2 Situación del carbón (12)

3.4 Europa y Eurasia (13)

3.4.1 Política energética (13)

3.4.2 Relaciones con Estados Unidos, Rusia y China (14)

3.4.3 Mix energético europeo (14)

3.5 España en relación a Europa (15)

3.5.1 Generación eléctrica en 2014 (16)

3.5.2 Generación eléctrica en 2015 (17)

3.5.3 Comparación de resultados (18)

3.5.4 Marco legal (18)

3.5.5 Situación del carbón en España (18)

3.5.6 Tendencias energéticas de España (19)

3.6 Conclusiones del capítulo (21)

Capítulo 4: Definición de la central térmica de carbón a estudiar(23)

- 4.1 Objetivos y alcance del capítulo (24)
- 4.2 Introducción (24)
- 4.3 Selección de la central térmica (25)
 - 4.3.1 Emisiones atmosféricas de la central (26)
 - 4.3.2 Cumplimiento de las emisiones atmosféricas (30)
- 4.4 Central de carbón: Descripción de componentes de la planta (32)
 - 4.4.1 Caldera (33)
 - 4.4.1.1 Componentes (33)
 - 4.4.1.1.1 Horno (34)
 - 4.4.1.1.2 Sobrecalentadores y recalentadores de vapor (34)
 - 4.4.1.1.3 Economizador (35)
 - 4.4.1.1.4 Calderín (35)
 - 4.4.1.1.5 Controladores de temperatura de vapor (35)
 - 4.4.1.1.6 Precalentadores de aire (35)
 - 4.4.1.2 Otros factores de diseño de la caldera (35)
 - 4.4.2 Funcionamiento de la planta de carbón (36)
- 4.5 Diseño de la central de carbón (37)
 - 4.5.1 Tipo de caldera escogida (37)
 - 4.5.2 Diseño de la instalación (39)
 - 4.5.3 Eficiencia del ciclo (42)
- 4.6 Cálculo de emisiones atmosféricas de la central de estudio (43)
 - 4.6.1 Cálculo de emisiones de CO_2 (43)
 - 4.6.2 Cálculo de emisiones de SO_x (43)
 - 4.6.3 Cálculo de emisiones de NO_x (44)
 - 4.6.4 Cálculo de emisiones de PM (45)
- 4.7 Conclusiones del capítulo (46)

Capítulo 5: Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones(47)

5.1 Objetivos y alcance del capítulo (48)

5.2 Introducción (48)

5.3 Mejoras técnicas aplicables (48)

5.3.1 Mejoras técnicas aplicables para la reducción de PM (49)

5.3.2 Mejoras técnicas aplicables para la reducción de SO_x (50)

5.3.3 Mejoras técnicas disponibles para la reducción de NO_x (51)

5.3.3.1 Mejoras primarias (51)

5.3.3.2 Mejoras secundarias (51)

5.4 Selección de las tecnologías a incorporar (53)

5.4.1 Eliminación de partículas: Precipitadores electrostáticos (53)

5.4.2 Eliminación de SO_x : Horno de inyección de absorbente (56)

5.4.3 Eliminación de NO_x (59)

5.4.3.1 Medida primaria: Inyección combustible por etapas (59)

5.4.3.2 Medida secundaria: Reducción selectiva no catalítica (60)

5.5 Aplicación de las mejoras descritas (64)

5.5.1 Aplicación para PM (64)

5.5.2 Aplicación para SO_x (65)

5.5.3 Aplicación para NO_x (65)

5.6 Interpretación de los resultados (66)

5.7 Análisis del precipitador electrostático (69)

5.7.1 Objetivos (69)

5.7.2 Alcance (69)

5.7.3 Resumen de los resultados del diseño (69)

5.7.4 Estimación del capital total a invertir en el ESP (70)

5.7.4.1 Coste del ESP (70)

5.7.4.1.1 Coste del equipo básico (70)

5.7.4.1.2 Coste de los equipos auxiliares (71)

5.7.4.2 Coste anual total (73)

5.8 Conclusiones del capítulo (74)

Capítulo 6: Conclusiones del proyecto(75)

ANEXO I: Tipos de Carbón (77)

ANEXO II: Marco legal de las centrales térmicas en España (79)

ANEXO III: Descripción de los componentes esenciales del ciclo Agua-Vapor (Turbina de vapor, condensador y torre de refrigeración) (81)

ANEXO IV: Factores de emisión (87)

ANEXO V: Cálculo de las concentraciones de emisiones de la central de Aboño y del caso de estudio (91)

ANEXO VI: Tipos de precipitadores electrostáticos (95)

ANEXO VII: Diseño del ESP (99)

BIBLIOGRAFÍA (109)

Lista de imágenes

Imagen 3.1: Objetivos de la Unión Europea

Imagen 3.2: Objetivos de la Unión Europea para 2030 y 2050

Imagen 4.1: Central térmica de Aboño

Imagen 4.2: Esquema de una central de carbón

Imagen 4.3: Tubos del horno de convección

Imagen 4.4: Caldera radiante de carbón pulverizado, antracita, tipo torre

Imagen 5.1: Precipitador electrostático

Imagen 5.2: Funcionamiento del horno de inyección de absorbente

Imagen 5.3: Reacciones producidas durante el proceso de inyección de absorbente

Imagen 5.4: Proceso de inyección del combustible por etapas

Imagen 5.5: Esquema del proceso de inyección del combustible por etapas

Imagen 5.6: Proceso de Reducción Selectiva No Catalítica

Imagen A.III-1: Turbina de vapor

Imagen A.III-2: Funcionamiento de un condensador de superficie enfriado por agua

Imagen A.III-3: Condensador de superficie enfriado por aire

Imagen A.III-4: Torre de refrigeración

Imagen A.VI-1: Placas del ESP Placa-Alambre

Imagen A.VI-2: Placas del ESP Placa Plana

Lista de tablas

Tabla 3.1: Producción de energía eléctrica en Europa en 2014 (GWh)

Tabla 3.2: Producción interior de carbón en España (miles de toneladas)

Tabla 4.1: Emisiones de CO₂ de la central térmica de Aboño

Tabla 4.2: Emisiones de NO_x de la central térmica de Aboño

Tabla 4.3: Emisiones de SO_x de la central térmica de Aboño

Tabla 4.4: Emisiones de arsénico y compuestos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.5: Emisiones de cromo y compuestos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.6: Emisiones de mercurio y compuestos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.7: Emisiones de níquel y compuestos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.8: Emisiones de cloro y compuestos inorgánicos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.9: Emisiones de flúor y compuestos inorgánicos de la central térmica de Aboño

Tabla 4.10: Emisiones de partículas de la central térmica de Aboño

Tabla 4.11: Valores límite de emisión de SO_x según el combustible y la potencia de la central

Tabla 4.12: Valores límite de emisión de NO_x según el combustible y la potencia de la central

Tabla 4.13: Valores límite de emisión de PM según el combustible y la potencia de la central

Tabla 4.14: Valores límite de emisión en el caso de la central térmica de Aboño

Tabla 4.15: Composición de la antracita

Tabla 4.16: Características de la caldera del grupo I

Tabla 4.17: Características de la turbina del grupo I

Tabla 4.18: Distribución de la potencia total de la turbina del grupo I por niveles de presión

Tabla 4.19: Características de la caldera del grupo II

Tabla 4.20: Características de la turbina del grupo II

Tabla 4.21: Distribución de la potencia total de la turbina del grupo II por niveles de presión

Tabla 4.22: Factores de emisión de PM según el tamaño de partícula

Tabla 5.1: Mejoras técnicas disponibles para reducir PM

Tabla 5.2: Mejoras técnicas disponibles para reducir SO_x

Tabla 5.3: Mejoras técnicas primarias disponibles para reducir NO_x

Tabla 5.4: Mejoras técnicas secundarias disponibles para reducir NOx

Tabla 5.5: Características principales del precipitador electrostático

Tabla 5.6: Características principales del horno de inyección de absorbente

Tabla 5.7: Características principales del proceso de inyección de combustible por etapas

Tabla 5.8: Temperaturas de operación de la Reducción Selectiva No Catalítica

Tabla 5.9: Características principales de la Reducción Selectiva No Catalítica

Tabla 5.10: Resumen de las emisiones producidas por el caso de estudio

Tabla 5.11: Resumen de las mejoras técnicas a aplicar en el caso de estudio

Tabla 5.12: Sección por placa (s/m)

Tabla 5.13: Costes añadidos al equipo básico

Tabla 5.14: Costes de los equipos auxiliares

Tabla 5.15: Balance económico del capital total invertido

Tabla 5.16: Balance económico del coste anual total

Tabla 5.17: Resumen de la inversión a realizar

Tabla A.I-1: Composición de distintos tipos de combustible

Tabla A.II-1: Marco legal de las centrales térmicas en España

Tabla A.V-1: Resumen de emisiones de la central térmica de Aboño

Tabla A.V-2: Emisiones de la central de caso de estudio antes de aplicar las MDT

Tabla A.V-2: Emisiones de la central de caso de estudio después de aplicar las MDT

Tabla A.VII-1: Ejemplo de SCA pequeña, mediana y grande

Tabla A.VII-2: Sn según el tipo de placa

Tabla A.VII-3: RR según el ESP y el tipo de ceniza

Tabla A.VII-4: Resultados del cálculo de MMDn

Tabla A.VII-5: Resultados del cálculo de SCAn

Tabla A.VII-6: Caída de presión típica en los componentes

Lista de gráficas

Gráfica 3.1: Evolución del consumo de energía primaria mundial (MTep)

Gráfica 3.2: Mix energético de Estados Unidos en 2013 (GWh)

Gráfica 3.3: Mix energético de Rusia en 2013 (GWh)

Gráfica 3.4: Mix energético de China en 2013 (GWh)

Gráfica 3.5: Mix energético europeo de 2014 (%)

Gráfica 3.6: Mix energético español de 2014 (MWh)

Gráfica 3.7: Mix energético español de 2015 (MWh)

Gráfica 5.1: Resultados de la aplicación de las Mejoras Técnicas Disponibles en PM

Gráfica 5.2: Resultados de la aplicación de las Mejoras Técnicas Disponibles en SO_x y NO_x

Gráfica 5.3: Comparación resultados de NO_x del caso de estudio con la central térmica de Aboño

Gráfica 5.4: Comparación resultados de SO_x del caso de estudio con la central térmica de Aboño

Gráfica 5.5: Precio del precipitador frente al área de recolección

Lista de abreviaturas

MDT – Mejoras Técnicas Disponibles

IEA – International Energy Agency

UE – Unión Europea

DEI – Directiva de Emisiones Industriales

VLE – Valores Límite de Emisiones

PNT–Plan Nacional Transitorio

EVUL – Excepción por Vida Útil Limitada

AETC – Almacén Estratégico Temporal de Carbón

CO₂– Dióxido de Carbono

PM – Materia Particulada

NO_x– Óxidos de Nitrógeno

SO_x – Óxidos de Azufre

NH₃- Amoníaco

HPC– Compartimento de Alta Presión

IPC - Compartimento de Presión Intermedia

LPC - Compartimento de Baja Presión

***η*ciclo** – Rendimiento del ciclo

W_t– Potencia total de las turbinas

Q_{in} – Calor de entrada al ciclo

***m*c** – Gasto másico de combustible

Q_c – Calor de la caldera

PCI – Poder Calorífico Inferior

CAC– Captura y almacenamiento de Carbón

SCR – Reducción Selectiva Catalítica

SNCR – Reducción Selectiva No Catalítica

ESP – Precipitador Electroestático

SCA – Área de Recolección Específica

TCI– Total de Capital Invertido

ρ - Densidad

T^a - Temperatura

SN – Valor de Fuga Furtiva

RR – Valor de Golpe de Reencauzamiento

MMDp – Tamaño de partícula más penetrante

MMDr– Tamaño de partícula de reencauzamiento

ϵ_0 – Permitividad del espacio libre

η – Viscosidad

Ebd – Formación de chispas por el campo eléctrico

LF - Factor de Pérdida

Eavg – Campo promedio

n – Número de Secciones

ps – Sección Media de Penetración

pc – Sección de Penetración de Recolección

MTep – Millón de toneladas equivalentes de petróleo

ft - pies

Kg - Kilogramo

MJ - Megajulio

MW– Megavatios

GWh – Gigavatios-hora

GJ - Gigajulios

s - segundos

Ton - Toneladas

Pa - Pascales

μm - Micrómetros

CAPÍTULO 1: OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

1. Objetivos y alcance del proyecto

El principal objetivo del proyecto es hacer un análisis del potencial que presentan las Mejoras Técnicas Disponibles (MDT) en cuanto a la reducción de emisiones atmosféricas. Para llegar a al objetivo principal se deben cumplir primeramente los siguientes objetivos parciales:

- a) Determinar el papel que desempeña la tecnología del carbón en producción eléctrica a nivel mundial, europeo y nacional.
- b) Determinar el marco de actuación de España de cara a optimizar las emisiones producidas por la tecnología del carbón y su proyección.
- c) Caracterizar la central de carbón, sus componentes y sus emisiones haciendo uso de los datos registrados por una central española.
- d) Realizar una comparativa de las emisiones que produciría una central cualquiera antes y después de aplicar las MDT.
- e) Realizar un análisis económico que verifique la viabilidad económica de la incorporación de un equipo de las MDT seleccionadas.

En primer lugar, el proyecto trata de mostrar la relevancia que sigue teniendo el sector del carbón en cuanto a producción eléctrica en todo el mundo. Para ello, se analiza la distribución energética mundial, la de Europa y la de España. Además, se describen las políticas que se pretenden llevar a cabo en Europa para lidiar con la problemática ambiental.

Se caracterizarán las emisiones propias de una central térmica de carbón realizando una comparación entre un caso real y un caso de estudio con los mismos parámetros, intentando demostrar la actual incorporación de tecnologías de depuración de emisiones como las MDT en las centrales térmicas. Por otro lado, se mostrará la importancia de su implantación, seleccionando algunas de las MDT para la central y comparando los resultados de emisiones antes y después de aplicarlas.

Finalmente se realiza un análisis económico de una de las MDT seleccionadas para aplicar a la central.

CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN



En los últimos 150 años el planeta ha cambiado su estructura natural más que en los millones de años que tiene de historia debido a la explotación de sus recursos y a la contaminación.

Se puede definir la contaminación ambiental como la presencia en el ambiente de uno o más contaminantes en cantidades superiores a los límites tolerados por el ser humano, de forma que causan desequilibrio ecológico y dañan la salud y el bienestar de las personas. Ésta se origina con el desarrollo de los centros de población, con el consecuente incremento de las fuentes de contaminación, el deterioro de recursos naturales e impacto del mismo.

El aire contaminado afecta a la vida de las personas manifestándose de diferentes formas en el organismo, como irritación de los ojos, de las vías respiratorias, enfermedades broncopulmonares, etc. Según la IEA (International Energy Agency)[1], actualmente se dan alrededor de 6,5 millones de muertes prematuras al año debidas al problema de la contaminación.

Tomando conciencia del problema que esto conlleva, se ha llevado a cabo medidas de actuación con el objetivo de limitar estas emisiones, como el Protocolo de Kyoto, que sentó un precedente significativo como medio para solucionar problemas medioambientales internacionales a largo plazo con la pretensión de reducir los gases de efecto invernadero.

Sin embargo, teniendo en cuenta la creciente demanda energética mundial, que el 25% de las emisiones contaminantes mundiales provienen de la generación energética mediante combustibles fósiles y el lento desarrollo de las energías renovables con su imposibilidad de satisfacer el total de la energía demandada, queda claro que se debe seguir haciendo esfuerzos en el desarrollo de la tecnología que optimice la producción de energía mediante combustibles fósiles, para llegar a conseguir un sistema energético sostenible.

Dentro del uso de los combustibles fósiles el carbón desempeña un papel muy importante, cubriendo aproximadamente el 30% del consumo mundial de energía primaria y cuenta con una cuota del 41% de la producción eléctrica mundial [1].

CAPÍTULO 3: SITUACIÓN ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE CARBÓN

3.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL CAPÍTULO

El principal objetivo es demostrar el alto uso de la tecnología del carbón para producir energía eléctrica, y la adopción de medidas de actuación de los países para conseguir el objetivo de la descarbonización.

En primer lugar, se estudiará el nivel de producción eléctrica de las principales potencias mundiales, que se pueden considerar las más influyentes en el mundo de las energías, analizando el uso de las diferentes tecnologías de producción.

Se analizará de forma semejante la producción eléctrica de la UE (Unión Europea) y se citarán los objetivos que establecen para los próximos años y las relaciones con las principales potencias mundiales para facilitar el progreso energético.

Se comparará el mix energético español con el de la Unión Europea, se analizará la producción interna del carbón en España y se mencionará el marco legal y de actuación, establecido por la Hoja de Ruta, para conseguir adaptarse a los objetivos europeos.

3.2 INTRODUCCIÓN

Actualmente los tres países con mayor producción y consumo de energía son Estados Unidos, China y Rusia, lo que los convierte en los países con mayor impacto mundialmente en cuanto generación de contaminantes. Según la IEA[1], desde 2013 el carbón supone aproximadamente un 30% del consumo total de energía primaria en todo el mundo, siendo superado únicamente por el petróleo con una cuota del 32%. Además, proporciona aproximadamente el 41% de las necesidades eléctricas mundiales.

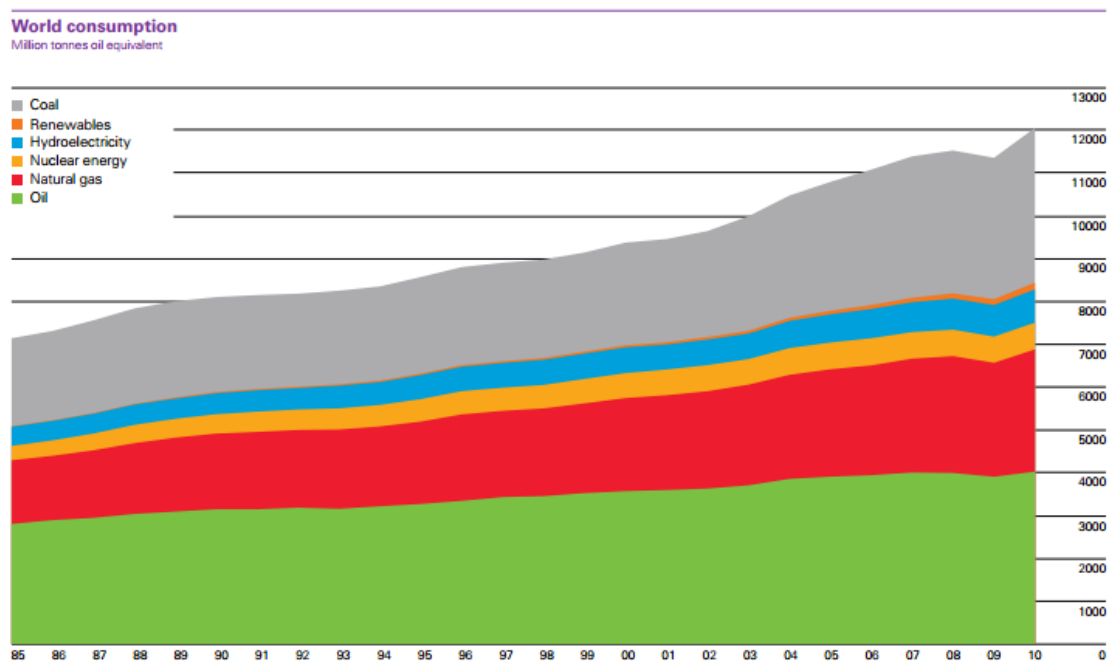
En el mundo de la energía China mantiene un papel muy importante ya que es el país que más energía produce y consume anualmente. Además, la mayoría de esta energía proviene de los combustibles fósiles. En la actualidad China se encuentra en un periodo de transición a un modelo de crecimiento energético menos intensivo, por lo que tiene una gran influencia en las tendencias mundiales. Sin embargo, su alta dependencia del carbón se convierte en uno de los principales problemas medioambientales. China es un ejemplo de la situación que se podría alcanzar globalmente si no se toman medidas en el control del uso de los combustibles fósiles.

Otro factor influyente es el alto crecimiento de la India en cuanto a consumo energético, que conlleva a un alto crecimiento de la demanda de carbón en generación eléctrica, aumentando la proporción de consumo de carbón a casi el doble en los últimos años. Esto la lleva a ser la mayor fuente de crecimiento de consumo mundial de carbón.

Frente a las previsiones energéticas que señalan un incremento de la energía primaria en el que los combustibles fósiles siguen teniendo un papel predominante, se ha llegado a compromisos como la COP21. El objetivo de la conferencia es acercar la situación a un sistema de mayor eficiencia energética y de menos emisiones, pero sin alterar la situación de las crecientes necesidades de energía mundiales [2].

3.3 ANÁLISIS DEL MIX ENERGÉTICO MUNDIAL

Como se puede observar en la *gráfica 3.1* y como se señaló anteriormente, el mundo experimenta un creciente incremento del consumo de energía primaria, donde los combustibles fósiles toman especial protagonismo.



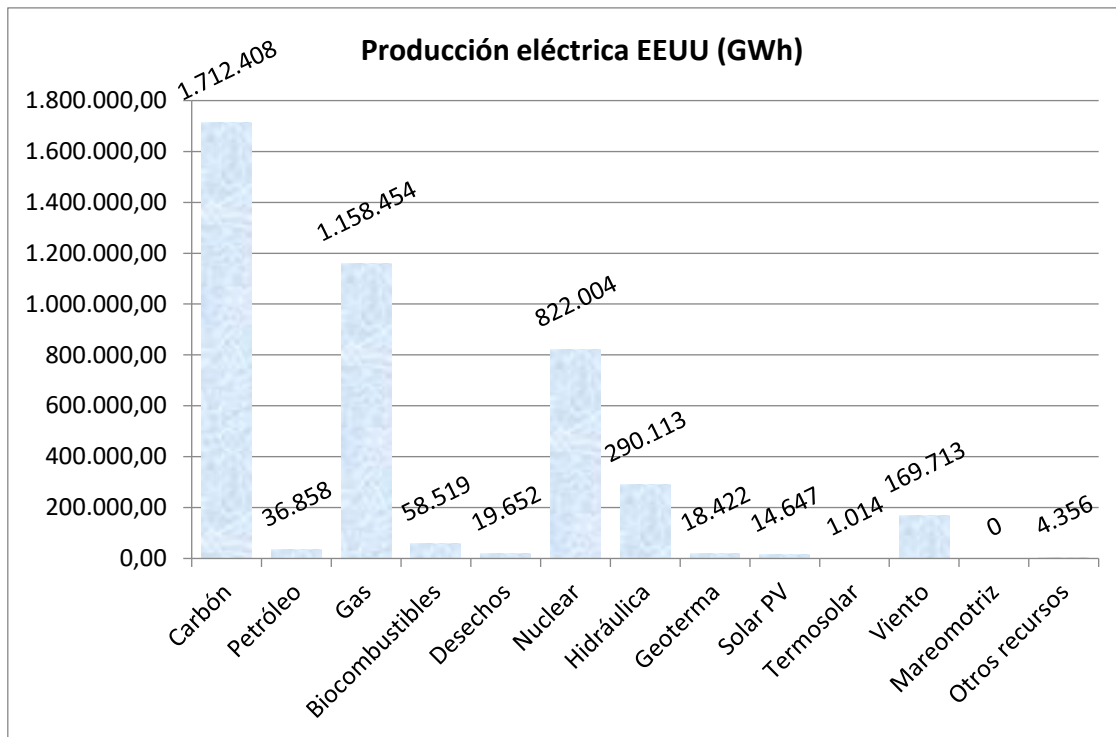
Gráfica 3.1: Evolución del consumo de energía primaria mundial (MTep)[3]

La mayor influencia sobre el crecimiento del consumo de energía primaria la tienen Estados Unidos, Rusia y China que tienen a su vez la mayor cuota de consumo de energía primaria. Además, estos tres países son los tres mayores referentes mundiales en cuanto a producción eléctrica según nos muestran los datos de la IEA recogidos a continuación.

3.3.1 ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos representa el 19% del consumo actual de energía primaria, con un crecimiento actual de aproximadamente el 3,7% [3].

La siguiente figura muestra la distribución en cuanto a producción eléctrica de los datos más recientes proporcionados por la IEA de 2013



Gráfica 3.2: Mix energético de Estados Unidos en 2013 (GWh)[4]

Se puede apreciar que actualmente en Estados Unidos la producción de energía eléctrica mediante el uso del carbón es considerablemente alta, con un valor de 1.712.408 GWh frente a 4.306.160GWh totales, lo que supone el 39,7% de la producción total de energía [1].

3.3.1.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

La política energética en la que se basa el sistema estadounidense viene de tres leyes que se aprobaron en los años 1992, 2005 y 2007, como el EnergyStar, que es un programa de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, que promueve el uso de aparatos eléctricos eléctricamente eficientes para reducir los gases de efecto invernadero producido por las centrales de producción de energía eléctrica. Otro programa destacable es el de Desarrollo de Energía, que promueve concesiones y estímulos fiscales para favorecer la optimización de las tecnologías renovables y no renovables.

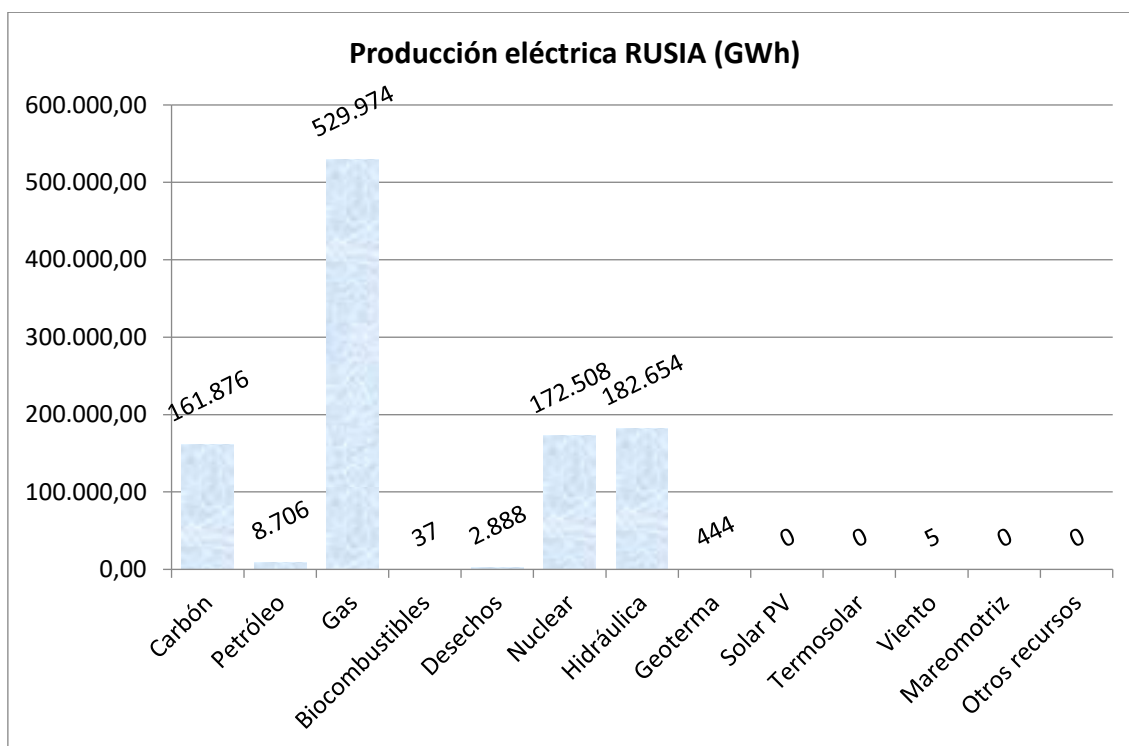
3.3.1.2 SITUACIÓN DEL CARBÓN

En el sector del carbón, Estados Unidos se puede considerar un país completamente autosuficiente. Además, el carbón ha supuesto durante mucho tiempo la mayor fuente de energía del país, llegando a cubrir una cuota del 52%, en el año 2000, en producción de energía eléctrica.

3.3.2 RUSIA

Rusia cuenta con una cuota aproximadamente del 5,8% del consumo de energía primaria mundial, con un crecimiento en torno al 5,5% anual[3].

Su distribución de producción energética de 2013 sería la siguiente:



Gráfica 3.3: Mix energético de Rusia en 2013 (GWh)[5]

Como se puede observar en este caso el combustible predominante en Rusia es el gas con 529.974GWh frente a 1.059.092GWh totales, lo que supone prácticamente el 50% de la producción, dejando el uso del carbón en un segundo plano con una cuota del 15,28% sobre el total.

3.3.2.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

La política energética rusa se basa en el documento conocido como “Estrategia Energética”, cuyos detalles se establecieron en 2003 y tiene continuidad hasta 2020. Las principales ideas que aborda el documento se basan en el incremento de la eficiencia energética mediante el desarrollo sostenible y el desarrollo energético con mejoras de eficacia y competitividad en el sector.

El predominio del gas natural dentro del mix energético ruso es debido a que el país cuenta con la mayor reserva de gas mundial. Por otro lado, Rusia, cuenta con una de las mayores reservas de carbón del mundo, la cual explotan dentro de su distribución energética cubriendo una gran cuota de producción.

3.3.2.2 SITUACIÓN DEL CARBÓN

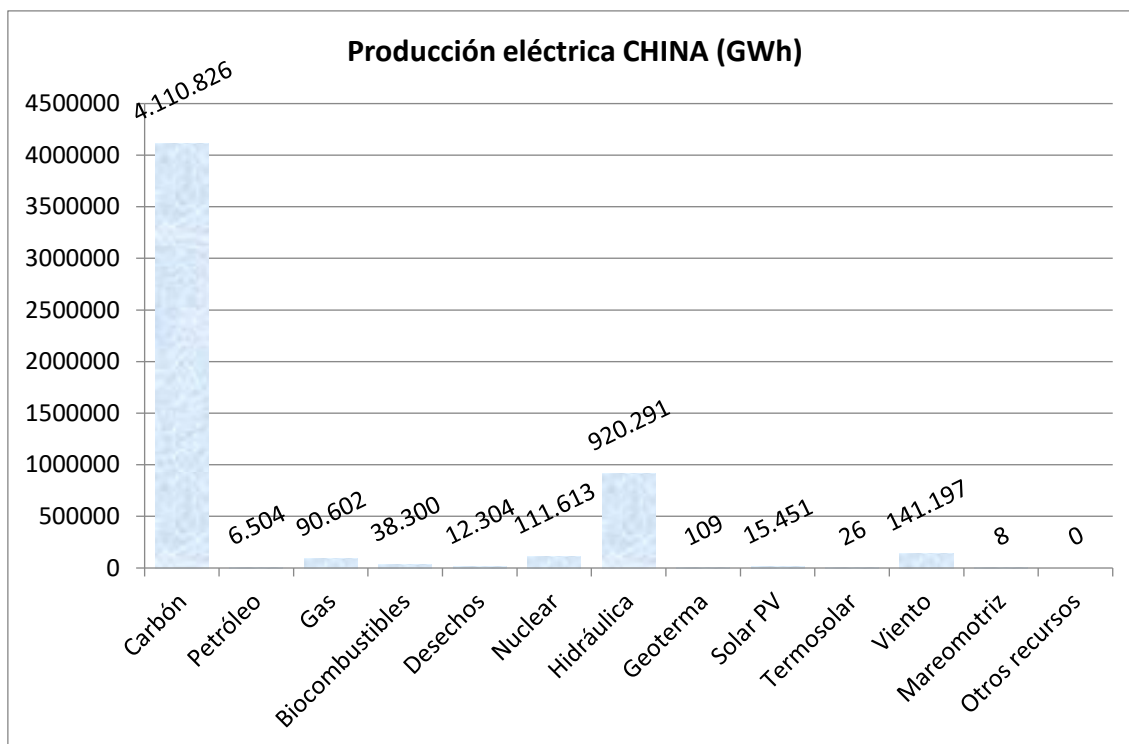
La reserva de carbón de Rusia se puede considerar la segunda mayor del mundo, cubriendo hasta un total de 157 mil millones de toneladas de carbón. Estas grandes reservas permiten a Rusia ser un gran exportador de carbón, cuya actividad ha aumentado en los últimos 8 años.

Según el vicepresidente del Comité de Energía las reservas de carbón de Rusia alcanzan hasta mil años aproximadamente si se mantuviese el nivel de consumo actual, lo que convierte al país en un socio seguro [7].

3.3.3 CHINA

China representa una cuota de consumo de energía primaria en torno al 20,3% del total con un crecimiento anual de entre el 5 y 11%. [3]

La distribución energética sería la siguiente:



Gráfica 3.4: Mix energético de China en 2013 (GWh)[6]

Como se puede extraer de la *gráfica 3.4*, China cuenta con una gran dependencia del carbón como combustible para producir energía, con 4.110.826 GWh sobre un total de 5.447.231 GWh totales, lo que supone un 75,47% del total de la producción. Esta cantidad supera en 2,4 veces la producción de Estados Unidos mediante el carbón, y se aproxima a su total de producción de energía eléctrica.

Estos resultados muestran unas condiciones muy alarmantes que contrastan con la idea de desarrollo sostenible.

3.3.3.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

Las decisiones respecto a la energía y los recursos energéticos se toman por la República Popular China, y actualmente cuentan con un plan nacional de actuación contra el cambio climático, que se basa en el incremento de producción mediante energía renovable y nuclear, incremento de la eficiencia de las centrales de carbón y el uso de la cogeneración. Este plan, que se publicó en 2007, convirtió china en el primer país en desarrollar una estrategia para combatir ésta problemática y en el país que más inversiones realiza en recursos renovables.

3.3.3.2 SITUACIÓN DEL CARBÓN

Como se ha podido observar China se ha convertido en el principal consumidor y productor de carbón en todo el mundo. Sin embargo, la generación de electricidad con carbón se redujo en un 4% en 2015 según el instituto para la economía y análisis financiero IEEFA. Además, el uso de la capacidad térmica se redujo un 9% de 2014 a 2015. Esto se debe principalmente a la transición energética, anteriormente mencionada, por la que pasa China. A raíz de esto también se han reducido las importaciones de carbón, siendo esto una mala noticia en especial para Australia e Indonesia [8].

3.4 EUROPA Y EURASIA

Europa cubre en total un 25% aproximadamente del consumo de energía primaria, donde los principales gigantes energéticos, sin contar con Rusia, serían Alemania y Francia, cubriendo unas cuotas del 2,7% y el 2,1% respectivamente. [3]

3.4.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

Los tres principales objetivos en la UE son conseguir competitividad, sostenibilidad y seguridad de abastecimiento.



Imagen 3.1: Objetivos de la Unión Europea[9]

Para lograr estos objetivos se permitirá la libre circulación de energía por las fronteras de la Unión Europea, y con las nuevas tecnologías y las medidas que permitan optimizar la eficiencia de los equipos, se conseguirá que se disminuyan los precios, que aumenten las exportaciones y que se genere empleo.

La Unión Europea ha fijado objetivos medioambientales de largo alcance que se deberán cumplir si se sigue la política establecida [10]:

- Para 2020 se deberán reducir al menos un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990, obtener al menos un 20% de la energía mediante recursos renovables y mejorar la eficiencia energética un 20%.
- Para 2030 se supone un 40% de reducción de gases efecto invernadero, el uso de un 27% de recursos renovables y un aumento de eficiencia entre el 27 y 30%.
- Finalmente, para 2050 se establecen unos valores de reducción de gases de efecto invernadero de hasta entre el 80% y 95%

Además, se estableció la Directiva de Emisiones Industriales de 2010 (DEI), que dictaba que, a partir del 1 de enero de 2016, las centrales térmicas deben operar bajo los límites de emisiones (VLE). Además, esta directiva establecía excepciones a las que se podían acoger las centrales hasta diciembre de 2013.

3.4.2 RELACIONES DE EUROPA CON ESTADOS UNIDOS, RUSIA Y CHINA[11]

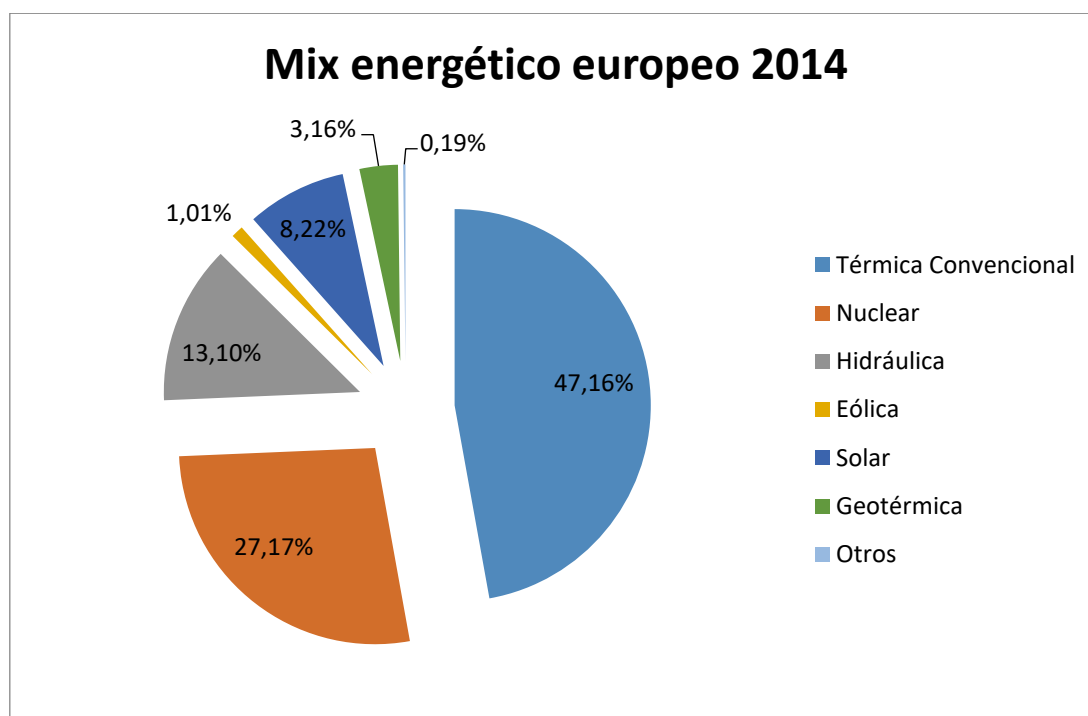
Europa trabaja con Estados Unidos en diversas áreas para conseguir promover unos mercados energéticos abiertos, transparentes, competitivos y sostenibles.

Rusia exporta una gran cantidad de petróleo, gas natural, uranio y carbón a la Unión Europea, generándose así un importante mercado energético. Sobre esta base, la UE y Rusia trabajan para garantizar la seguridad de éste mercado manteniendo la seguridad de suministro y la eficiencia energética.

Por último, las relaciones de Europa con China se basan en la creación de planes de actuación para reducir gases de efecto invernadero, con el estudio de áreas como la energía renovable, las redes inteligentes, el carbón limpio y la energía nuclear.

3.4.3 MIX ENERGÉTICO EUROPEO

El mix energético que podemos encontrar en la UE, según los datos recogidos por Eurostat, es el siguiente [12]:



Gráfica 3.5: Mix energético europeo de 2014 (%) [12]



ENERGÉTICA EN PRODUCCIÓN 2014 (GWh)	
Térmica convencional	1.442.237
Nuclear	830.842
Hidráulica	400.647
Eólica	30.798
Solar	251.265
Geotérmica	96.616
Otros	5.817

Tabla 3.1: Producción de energía eléctrica en Europa en 2014 (GWh) [12]

Como se puede apreciar en los datos, la energía eléctrica producida está protagonizada por el sistema térmico convencional, que incluye tanto instalaciones de gas natural como de carbón, cubriendo una cuota de hasta el 48% del total aproximadamente.

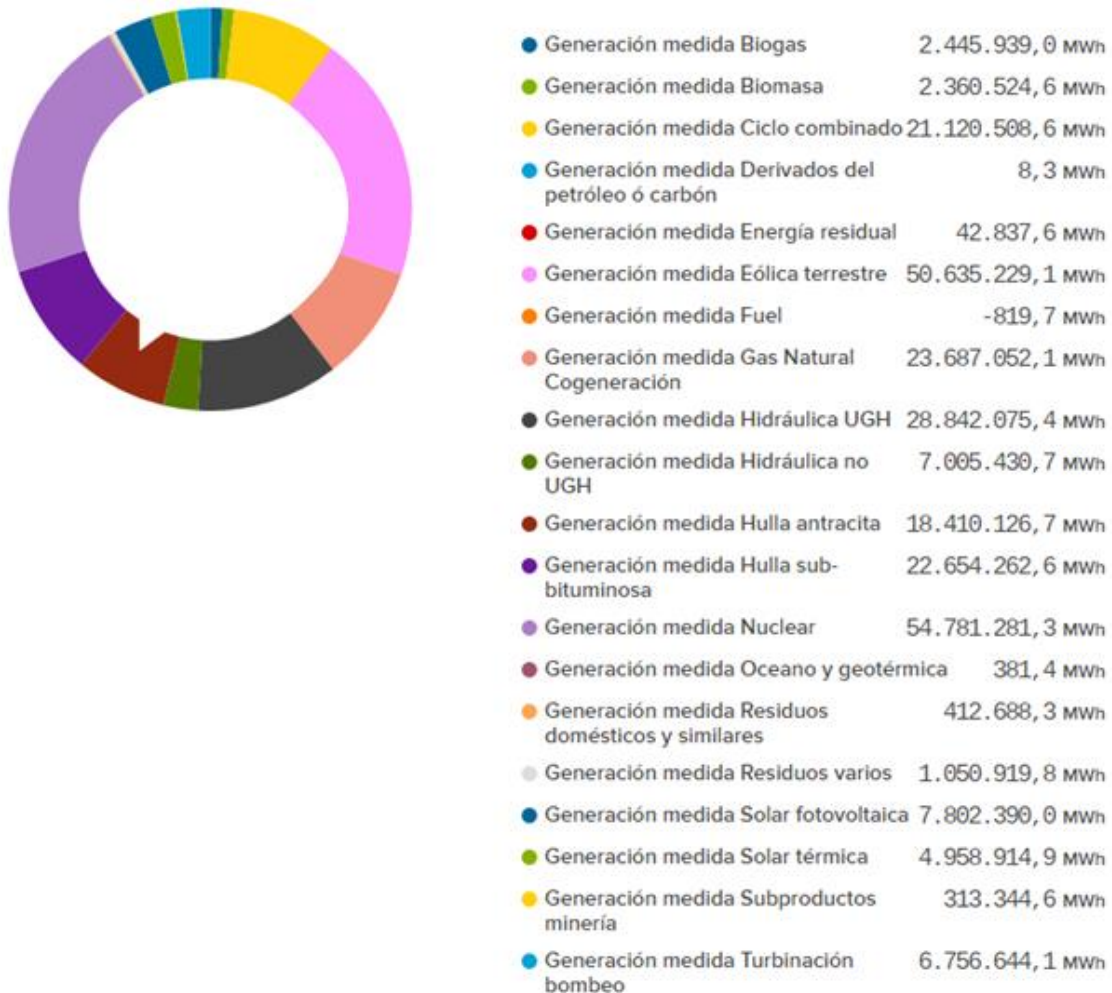
Los principales causantes de ésta descompensación energética son por un lado Kazajistán, Polonia, Rusia y Alemania por su producción mediante carbón, y por otro lado Rusia, Noruega y Holanda por su alta producción con gas natural.

3.5 ESPAÑA EN RELACIÓN A EUROPA

Durante los últimos años en España, la producción de energía mediante recursos renovables y mediante combustibles fósiles ha aumentado considerablemente desplazando a otras fuentes de energía.

Como se puede observar en los balances de los años 2014 y 2015 proporcionados por la red eléctrica española [13] que muestran las *gráficas 3.6 y 3.7*, los tipos de energía que más se utilizan son la energía nuclear, la energía eólica y la energía proveniente del carbón.

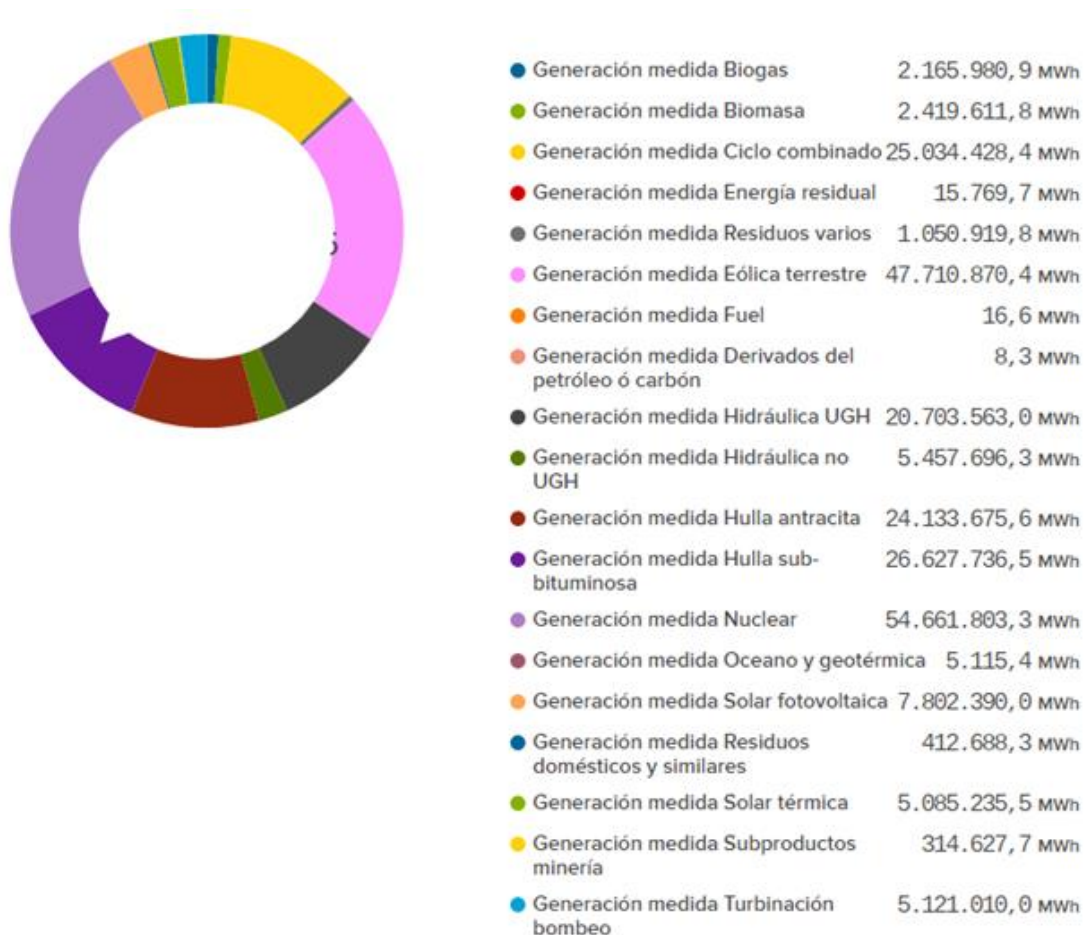
3.5.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN 2014



Gráfica 3.6: Mix energético español de 2014 (MWh)[13]

El total de energía medida de producción sería de 253.279.739,3MWh. Si combinamos la generación mediante ciclo combinado, hulla antracita y hulla sub-bituminosa tenemos un total de 64.751.441,4MWh producido mediante energía térmica convencional, lo que supone un 25,57% del total de energía producida.

3.5.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN 2015



Gráfica 3.7: Mix energético español de 2015 (MWh)[13]

Procediendo como para el año anterior, en este caso tendríamos un total de energía medida de 253.959.538,3MWh, y una suma de 75.795.840,5MWh de producción eléctrica mediante energía térmica convencional, lo que supone un 29,85% del total.

3.5.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

En primer lugar, es importante señalar que la cuota que cubre las energías renovables oscila entre el 35 y 40%, lo cual se encuentra bastante por encima de la media europea que es de alrededor del 25%. Esta gran cuota que alcanza España en cuanto a energías renovables se debe principalmente al impulso que se realizó de este recurso a partir de los años 90, gracias a un sistema de primas que favoreció especialmente a la energía eólica.

Además, como es evidente, la generación en España mediante energía térmica convencional es bastante inferior a la utilizada en el resto de Europa, ya que en España se utiliza entre un 25 y un 30% aproximadamente frente al 48% que ocupa en Europa. Esto es consecuencia del fomento de las energías renovables y el impulso de la energía nuclear en 2005 como necesidad para afrontar la subida del precio de los combustibles fósiles de importación.

3.5.4 MARCO LEGAL

España se puede considerar el único país de la Unión Europea que, tras la implantación de la DEI, ha permitido a las centrales térmicas que seleccionasen hasta el 1 de octubre de 2015 una de las dos excepciones siguientes de la directiva [14]:

- Plan Nacional Transitorio (PNT): Permite emisiones de SO_x , NO_x y partículas por encima de los valores establecidos hasta el 1 de julio de 2020, con la condición de que a partir de esa fecha se adaptasen a los VLE. El PNT español fue aprobado por la Comisión Europea en 2015 y se aplicará a partir del 1 de enero de 2016.
- Excepción por Vida Útil Limitada (EVUL): Establece que las centrales térmicas no tienen la necesidad de cumplir los VLE marcados por la DEI siempre que operen menos de 17.500 desde 2016 hasta diciembre de 2023.

En España, de las 19 centrales de carbón existentes, 17 han adoptado una de las excepciones propuestas según se muestra en el *ANEXO II*.

3.5.5 SITUACIÓN DEL CARBÓN EN ESPAÑA

En España se hace uso principalmente de tres tipos de carbón para la generación eléctrica, antracita, hulla y lignito negro que se describen en el *ANEXO I*.

Según el plan de actuación del ministerio de industria [15], la producción de carbón disminuyó en 2014 respecto 2013 aproximadamente un 10% aumentó la producción de hulla un 25% y la de antracita un 75,5%, pero disminuyó un 32% la de lignitos negros. Las principales razones para explicar este decrecimiento son, por los excedentes de stock que componen las reservas del Almacén Estratégico Temporal de Carbón

3. Situación actual de las tecnologías de generación de carbón

(AETC), los stocks de las empresas mineras y las cantidades almacenadas en las centrales térmicas. Además, se debe tener presente la normativa europea que establece la Decisión 2010/787/UE del consejo, de 10 de diciembre, que dicta que el volumen de ayudas debe decrecer hasta el 31 de diciembre de 2018.

A continuación, en la *tabla 3.2*, se puede observar la producción interior de carbón en los últimos años:

PRODUCCION INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
2010	3.209	2.777	2.444	8.430	-10,7%
2011	2.487	1.775	2.359	6.621	-21,5%
2012	2.258	1.652	2.271	6.181	-6,6%
2013	762	1.780	1.826	4.368	-29,3%
2014	1.337	1.332	1.240	3.909	-10,5%

Tabla 3.2: Producción interior de carbón en España (miles de toneladas)[15]

Como se puede apreciar, la tendencia negativa de la producción de carbón se alarga hasta años anteriores a 2010, con una disminución total del 40% aproximadamente hasta 2014. Esta caída puede tener que ver, además de las causas anteriormente mencionadas, con la decisión de dejar de extraer en 2009 lignito pardo y por la caída de producción de hulla y antracita en rasgos generales.

Actualmente, en España, el carbón importado ocupa una posición mucho más alta que el carbón nacional ya que, la falta de incentivos para quemar carbón nacional en las centrales térmicas españolas hace que las propias empresas apuesten por carbón importado de Colombia, Rusia e Indonesia por su bajo precio. Por otro lado, según los datos ofrecidos por “Carbounión” [16], desde 2009, las importaciones de carbón han disminuido también de manera significativa, de 25.098.676 toneladas en 2009 a 16.229.127 toneladas en 2014, lo que es un claro significativo de que poco a poco se está tratando de conseguir el objetivo de la descarbonización.

3.5.6 TENDENCIAS ENERGÉTICAS DE ESPAÑA

Las tendencias energéticas que ha de seguir España se basan en los objetivos dictados por la UE, que son principalmente la descarbonización, la seguridad del abastecimiento energético y la competitividad. Para perseguir estos objetivos, el camino a seguir es analizando en la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 [17].

La Hoja de Ruta defiende que hacer uso de un enfoque europeo para afrontar los objetivos aumentará la seguridad y solidaridad y tendrá unos costes más bajos que los regímenes nacionales paralelos.

3. Situación actual de las tecnologías de generación de carbón

El objetivo de la descarbonización de la Unión Europea se resume en la *Imagen 3.2*, donde se definen las franjas de cuotas de los combustibles utilizados en 2030 y 2050 comparados con los resultados de 2005.

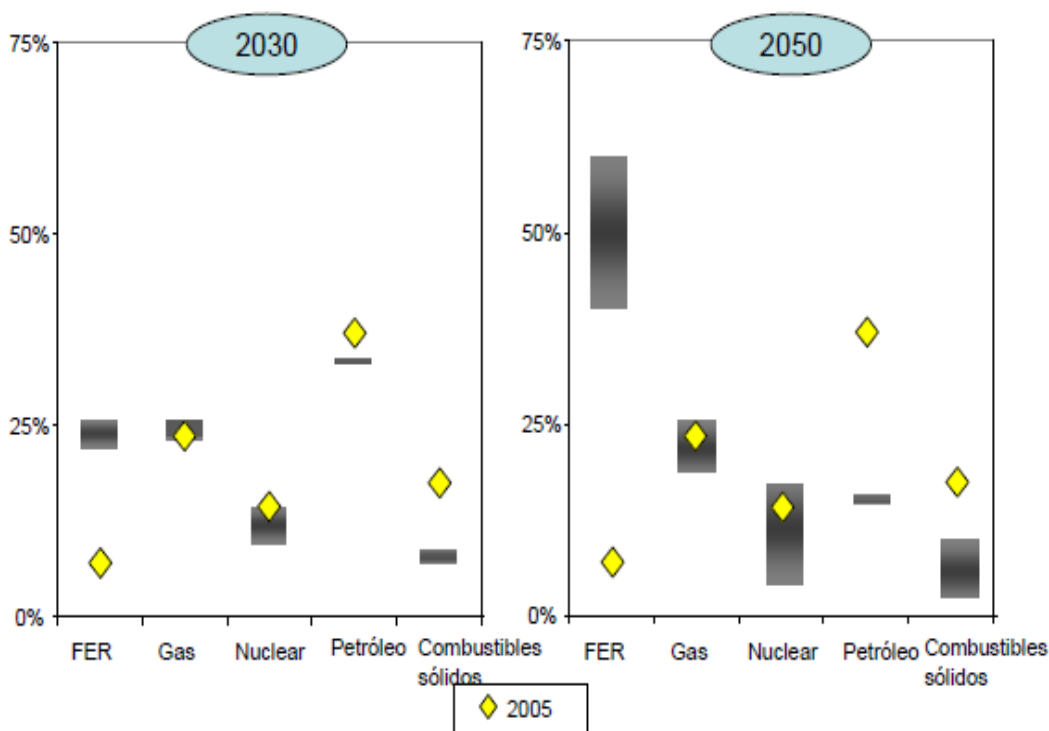


Imagen 3.2: Objetivos de la Unión Europea para 2030 y 2050[17]

Las principales bases sobre las que se asienta la Hoja de Ruta con el objetivo de la descarbonización son:

- Alta eficiencia energética
- de tecnologías de suministro
- Alto uso de energías renovables
- Captura y almacenamiento de carbono
- Baja utilización de energía nuclear

Las conclusiones que se pueden obtener de la hoja de ruta son las siguientes:

1. El objetivo de la descarbonización es posible y además puede resultar menos costosa a largo plazo que las políticas que se aplican actualmente.
2. Los gastos de capital serán más elevados con mayores inversiones en centrales, redes de energía, material de aislamiento etc. Y los costes de combustible serán más bajos.

3. La electricidad tendrá mayor importancia que actualmente, ya que prácticamente duplicará su cuota en la demanda de energía hasta unos niveles de entre el 36 y 39%.
4. Se producirá una subida de los precios de la electricidad hasta 2030 y volverá a descender.
5. El gasto de los hogares aumentará.
6. El ahorro de energía será crucial, procurando descender la demanda de energía primaria entre un 32 y 41% para 2050.
7. Se producirá un claro aumento de las energías renovables alcanzando al menos un 55% del consumo final de energía para 2050.
8. La captura y almacenamiento de carbono tendrán un papel fundamental.
9. La energía nuclear desempeña un papel importante ya que será necesaria para contribuir significativamente en el proceso de transformación de energía.
10. Finalmente, la descentralización aumentará debido a la mayor producción por fuentes renovables y los sistemas centralizados a gran escala se verán obligados a colaborar más.

3.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

A pesar de la problemática ambiental que genera la producción eléctrica mediante el carbón como combustible, éste sigue desempeñando un rol muy importante en la mayoría de países, especialmente en los países más productores, como son Estados Unidos y China, en los que se cubre una cuota del 40% y 75% respectivamente.

Europa por su parte también presenta una alta cuota de producción de energía térmica convencional, cubriendo hasta casi un 50% en los últimos años.

Tomando conciencia de la problemática ambiental que conlleva el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, la Unión Europea ha fijado objetivos, basados en la descarbonización fundamentalmente, de cara a los años 2030 y 2050, y ha establecido un marco legal y un camino de actuación para los países europeos a través de las hojas de ruta. Además, para subsanar la problemática y progresar de forma más rápida en los objetivos, se establecen relaciones internacionales no europeas de cooperación con las principales potencias mundiales.

Al comparar el mix energético español con el europeo se llega a conclusiones optimistas. El uso de las tecnologías renovables para producir energía eléctrica es superior al de la Unión Europea. De igual forma sucede con el uso de energía térmica convencional, que se sitúa por debajo de la media europea. Además, la producción de carbón nacional disminuye a grandes pasos, así como el uso de carbón importado. Estos datos convierten a España en un país fiable para cumplir con los requisitos de la Unión Europea.

Finalmente, se puede llegar a la conclusión de que a pesar de que se estén llevando a cabo medidas de actuación para conseguir la descarbonización mundialmente, el uso de la energía procedente del carbón sigue siendo un gran problema por las emisiones que genera. Esto lleva directamente a un incremento del interés por desarrollar técnicas que disminuyan las emisiones a la atmósfera, como la captura y almacenamiento de CO₂, variación en los procesos para hacerlos más eficientes y el uso de Mejoras Técnicas Disponibles para reducir las emisiones.

CAPÍTULO 4:

DEFINICIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN A ESTUDIAR

4.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL CAPÍTULO

Los objetivos serán los siguientes:

- a) Mostrar la problemática ambiental que genera el uso de la tecnología de combustión del carbón para producción eléctrica
- b) Describir el proceso que se lleva a cabo en una central de carbón, citando sus componentes y haciendo un estudio más detallado de la caldera, que se presenta como el elemento más importante para el caso de estudio.
- c) Analizar las emisiones registradas por una central de carbón española y comprobar su cumplimiento de los valores límite de emisión de la Directiva 2010/75/UE
- d) Diseñar una central térmica de carbón con los mismos parámetros de actuación que la central escogida y analizar las emisiones sin aplicar ninguna Medida Técnica Disponible.

En este capítulo se escogerá una central térmica convencional de carbón de la que se mostrarán sus emisiones que serán analizadas más adelante. Se utilizarán los parámetros de operación de esta planta para diseñar una planta de carbón desde el inicio para hallar las emisiones que produciría una central semejante en el caso de que no se hubiese utilizado ninguna tecnología para controlar las emisiones.

4.2 INTRODUCCIÓN

Aunque el mix energético español presenta bastantes alternativas a la energía térmica convencional gracias a las grandes inversiones en energías renovables y en energía nuclear, aún se deben rebajar más los índices de uso de este tipo de energía para cumplir con los objetivos propuestos por la Unión Europea, principalmente el de la descarbonización.

Dentro de la energía térmica convencional, el principal problema lo presentan las centrales térmicas de carbón, ya que el uso de este combustible produce grandes emisiones atmosféricas, principalmente de dióxidos de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, partículas en suspensión y algunos metales pesados. Estas emisiones, a su vez, vienen determinadas por algunos componentes de la central como la caldera y del tipo de carbón utilizado, a parte de los parámetros de funcionamiento con la que ésta opera.

Por tanto, a la hora de analizar detenidamente las emisiones de una central térmica, es esencial el estudio en detalle de algunos de sus componentes.

4.3 SELECCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA

España cuenta con 19 centrales de carbón actualmente. De entre todos los casos se va a seleccionar la central térmica de Aboño, que se muestra en la *Imagen 4.1*.

Las principales razones para seleccionar esta central como caso de estudio son, en primer lugar, que es una de las centrales que más emisiones registra anualmente por el PRTR y resulta interesante trabajar sobre las condiciones más críticas. En segundo lugar, porque es una central con buena transparencia en cuanto a parámetros de operación y sobre las emisiones registradas.



Imagen 4.1: Central térmica de Aboño [37]

La central de Aboño [18] se sitúa en el valle que le da nombre, entre los municipios de Gijón y Carreño, a dos kilómetros del puerto de Musel. El carbón se transporta gracias a una cinta transportadora que enlaza la central con el Parque de Carbones de Aboño. Además, su proximidad con la factoría de Aceralia en Veriña permite un buen aprovechamiento de los gases siderúrgicos procedentes de la misma.

La central térmica de Aboño consta de dos grupos de potencia. El Grupo I entró en funcionamiento el 15 de marzo de 1974 produciendo una potencia eléctrica de 367,5 MW. El Grupo II entró en servicio el 23 de septiembre de 1985 con una potencia de 556,2 MW.

En principio la central se alimentaba exclusivamente de carbón nacional, sin embargo, desde 2008 la central fue alimentada por carbón importado, principalmente de Estados Unidos e Indonesia.

4. Definición de la central térmica a estudiar

En 2010, HC Energía manifestó la intención de incorporar un proyecto de ciclo combinado de tres grupos que darían un total de 1200 MW. Sin embargo, con la crisis económica se produjo un descenso de la demanda energética que ocasionó la paralización del proyecto.

El depósito de cenizas y escorias se sitúa en el valle de Minuello, a unos 1500 metros al suroeste de las instalaciones de la central. Cuenta con una superficie de 57,76 hectáreas y una capacidad de almacenamiento de 4.297.775 toneladas.

El agua utilizada en el proceso de la central es fundamentalmente agua del mar, que se extrae del puerto de “El Musel” y se conduce a través de un túnel.

Las horas de funcionamiento anuales de la central son de 8.668 horas para el grupo I y 8.353 horas para el grupo II.

4.3.1 EMISIONES ATMÓSFERICAS DE LA CENTRAL

Las emisiones registradas de la central son las recogidas en las siguientes tablas [19]:

DIÓXIDO DE CARBONO (CO_2)	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	7.950.000.000
2006	6.960.000.000
2007	-
2008	6.660.000.000
2009	5.711.000.000
2010	4.620.000.000
2011	5.540.000.000
2012	6.165.632.726
2013	6.863.157.000
2014	6.785.247.400

Tabla 4.1: Emisiones de CO_2 de la central térmica de Aboño

ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO_x)	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	20.000.000
2006	12.700.000
2007	-
2008	8.580.000
2009	8.120.000
2010	4.650.000
2011	6.470.000
2012	7.810.256
2013	8.848.562
2014	8.085.800

Tabla 4.2: Emisiones de NO_x de la central térmica de Aboño

4. Definición de la central térmica a estudiar



ÓXIDOS DE AZUFRE (SO_x)	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	24.700.000
2006	23.400.000
2007	-
2008	8.210.000
2009	5.820.000
2010	4.430.000
2011	4.770.000
2012	9.376.607
2013	7.146.375
2014	7.411.000

Tabla 4.3: Emisiones de SO_x de la central térmica de Aboño

ARSÉNICO Y COMPUESTOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	674
2006	135
2007	-
2008	91,4
2009	-
2010	-
2011	-
2012	132
2013	62
2014	110

Tabla 4.4: Emisiones de arsénico y compuestos de la central térmica de Aboño

CROMO Y COMPUESTOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	1.260
2006	-
2007	-
2008	122
2009	-
2010	-
2011	221
2012	205
2013	159
2014	136

Tabla 4.5: Emisiones de cromo y compuestos de la central térmica de Aboño

4. Definición de la central térmica a estudiar



MERCURIO Y COMPUESTOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	-
2006	-
2007	-
2008	56
2009	-
2010	12
2011	12
2012	54
2013	40
2014	12

Tabla 4.6: Emisiones de mercurio y compuestos de la central térmica de Aboño

NIQUEL Y COMPUESTOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	1070
2006	-
2007	-
2008	292
2009	-
2010	-
2011	148
2012	147
2013	201
2014	325

Tabla 4.7: Emisiones de níquel y compuestos de la central térmica de Aboño

CLORO Y COMPUESTOS INORGÁNICOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	81.200
2006	-
2007	-
2008	74.000
2009	-
2010	39.300
2011	-
2012	11.792
2013	13.855
2014	30.611

Tabla 4.8: Emisiones de cloro y compuestos inorgánicos de la central térmica de Aboño

FLUOR Y COMPUESTOS INORGÁNICOS	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	100.000
2006	-
2007	-
2008	49.400
2009	39.300
2010	17.400
2011	17.900
2012	10.732
2013	14.342
2014	21.016

Tabla 4.9: Emisiones de flúor y compuestos inorgánicos de la central térmica de Aboño

PARTÍCULAS (PM_{10})	
AÑO	EMISIONES (TONELADAS)
2005	-
2006	-
2007	1.090.000
2008	485.000
2009	233.000
2010	174.000
2011	195.000
2012	303.289
2013	350.244
2014	282.890

Tabla 4.10: Emisiones de partículas de la central térmica de Aboño

Como se puede observar, a partir del año 2007 aproximadamente se experimenta una caída más que notable en la mayoría de emisiones, tomando especial relevancia el descenso de las emisiones en partículas PM_{10} , NO_x y SO_2 . Además, la mayoría de los planes de actuación que se toman en la actualidad en cuanto a emisiones de centrales térmicas engloban éstas emisiones. De hecho, la propia central de Aboño se acoge al PNT en cuanto a emisiones de SO_x , NO_x y partículas[31].

4. Definición de la central térmica a estudiar

4.3.2 CUMPLIMIENTO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Para llevar el debido control sobre las emisiones atmosféricas y poder cumplir los objetivos nacionales y de la Unión Europea, es necesario recurrir a normativas que delimiten la cantidad de emisiones que puede producir cualquier planta, dependiendo de su tamaño, potencia y parámetros de operación.

Para la central escogida, como se van a analizar principalmente las emisiones de SO_2/SO_x , NO_x y partículas, se va a emplear la Directiva 2010/75/UE [19] del parlamento europeo y del consejo.

Esta normativa define los límites de emisiones según la potencia térmica nominal total de la planta y el tipo de combustible empleado:

- Valores de emisión límite de SO_2 en ($\frac{mg}{Nm^3}$):

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa	Turba	Combustibles líquidos
50-100	400	200	300	350
100-300	250	200	300	250
> 300	200	200	200	200

Tabla 4.11: Valores límite de emisión de SO_x según el combustible y la potencia de la central

- Valores de emisión límite de NO_x en ($\frac{mg}{Nm^3}$):

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa y turba	Combustibles líquidos
50-100	300 450 en caso de combustión de lignito pulverizado	300	450
100-300	200	250	200 (*)
> 300	200	200	150 (*)

Tabla 4.12: Valores límite de emisión de NO_x según el combustible y la potencia de la central

- Valores de emisión límite de partículas en ($\frac{mg}{Nm^3}$):

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa y turba	Combustibles líquidos (*)
50-100	30	30	30
100-300	25	20	25
> 300	20	20	20

Tabla 4.13: Valores límite de emisión de PM según el combustible y la potencia de la central

4. Definición de la central térmica a estudiar

Para este caso de estudio, en el que la central opera con más de 300 MW de potencia nominal y con antracita como combustible, se tendrán que cumplir siguientes límites:

COMPUESTO	LÍMITE ($\frac{mg}{Nm^3}$):
SO_2	200
NO_x	200
PM	20

Tabla 4.14: Valores límite de emisión en el caso de la central térmica de Aboño

Para realizar la comparativa y garantizar la concordancia de la central con los límites de emisiones establecidos, es necesario en primer lugar indicar las emisiones expresadas en términos de concentración.

Los resultados expresados en concentraciones se desarrollan en el ANEXO V, y son los siguientes:

$$136,91 \frac{mg \text{ de } NO_x}{m^3} < 200$$

$$125,68 \frac{mg \text{ de } SO_x}{m^3} < 200$$

$$4,80 \frac{mg \text{ de } PM}{m^3} < 20$$

Se puede apreciar como la concentración de emisiones de la central opera por debajo de los límites establecidos, por tanto, se puede decir que la central opera de acuerdo a los requisitos establecidos por la directiva anteriormente mencionada.

4. Definición de la central térmica a estudiar

4. Circuitos auxiliares: Son muchos, los más destacados son:

- a. Circuito de aire de combustión
- b. Circuito de eliminación de cenizas y escorias
- c. Circuito de tratamiento de agua de alimentación
- d. Circuito de agua de refrigeración
- e. Circuito de lubricación
- f. Circuitos de hidrógeno
- g. Circuitos de mando

Este caso de estudio se basa únicamente en el ciclo agua-vapor y el tratamiento del aire de combustión.

Los principales componentes del circuito agua-vapor se pueden clasificar en los siguientes [20]:

- Turbina de vapor
- Condensador
- Torre de refrigeración
- Caldera

El componente con mayor influencia sobre el ciclo es la caldera y por tanto, es necesario un estudio más detallado de sus componentes. El resto se describe más en detalle en el *ANEXO III*.

4.4.1 CALDERA

El funcionamiento de la caldera de vapor se basa en realizar las reacciones químicas necesarias para producir la energía suficiente para generar vapor.

4.4.1.1 COMPONENTES

La caldera se puede seccionar en diferentes elementos que hacen que la generación de vapor sea posible y que alcance unas temperaturas determinadas.

Los principales elementos que componen la caldera son:

- Horno u Hogar
- Recalentadores de vapor
- Economizador
- Precalentador de aire
- Sobrecalentadores de vapor
- Sistema de control de temperatura

4.4.1.1.1 HORNO

El horno es una gran chimenea en la que se produce la combustión del carbón. La geometría del horno normalmente está condicionada por el tipo de combustible, la clase de combustión y el equipo que se utiliza.

Las paredes del horno están compuestas por tubos que contienen agua y vapor con el principal fin de refrigerar. Son diseñados para extraer la cantidad suficiente cantidad de calor para disminuir la temperatura de salida de los gases. Además, se encarga de impedir un excesivo aumento de la temperatura del metal de los tubos.

Cuando el carbón se quema, los productos de la combustión ascienden por la chimenea y pasan por el sobrecalentador, el recalentador y el economizador.

Los factores de diseño de los tubos que rodean las paredes engloban, principalmente, la velocidad del gas de combustión en los tubos, el espaciado de los tubos y la incorporación de aletas. Tanto los tubos como las paredes se construyen de acero al carbono o de acero de baja aleación para conseguir temperaturas con límites aceptables, de forma que se mantenga su integridad. Estos tubos se conectan con la parte superior e inferior por el colector, que recoge y distribuye el agua y el vapor.

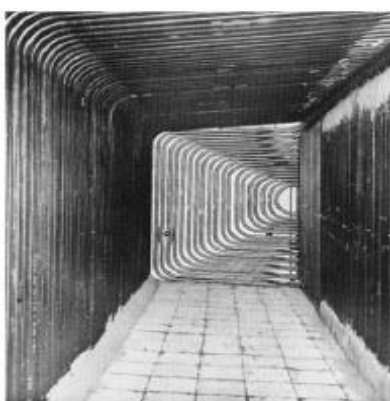


Imagen 4.3: Tubos del horno de convección[20]

4.4.1.1.2 SOBRECALENTADORES Y RECALENTADORES DE VAPOR

Los sobrecalentadores y recalentadores son grupos de tubos localizados en el flujo del vapor y que incrementan la temperatura del vapor saturado que es producido en el horno. Estos tubos están diseñados con acero aleado debido a sus altas temperaturas de operación. La principal diferencia entre los sobrecalentadores y recalentadores es la presión del vapor, que en el sobrecalentador alcanza un valor de mayor magnitud.

Estos sistemas se incorporan para ayudar a controlar las temperaturas del vapor, controlar las pérdidas de presión y optimizar la recuperación de calor.



4. Definición de la central térmica a estudiar

4.4.1.1.3 ECONOMIZADOR

Se instalan en la salida de los gases de la caldera para mejorar el rendimiento. Están formados generalmente por tubos lisos o con aletas, por el interior de los tubos circula el agua de alimentación a la caldera y por fuera de los tubos los gases de la combustión a contracorriente. Los gases ceden su energía al agua aumentando la temperatura y siendo necesario un menor consumo de energía para producir un kilogramo de vapor.

4.4.1.1.4 CALDERÍN

El calderín tiene dos principales funciones en la caldera:

- Actúa como distribuidor de agua
- Separa el agua del vapor

El calderín es un recipiente cilíndrico de entre uno y dos metros de diámetro. Estos componentes se construyen de placas de acero gruesas que se laminan en cilindros y con cabeza de forma semiesférica. Está conectado con los tubos de bajada, los tubos elevadores, tubos de purga de sales y adición de compuestos químicos, el indicador de nivel, salidas de vapor de los recalentadores y tomas de presión.

.

4.4.1.1.5 CONTROLADORES DE TEMPERATURA DE VAPOR

Constituyen un importante aspecto en la generación de vapor. El control de la temperatura se puede realizar con varios métodos, incluyendo la adición de agua o vapor de baja temperatura, a la corriente de vapor de alta temperatura. En las calderas de gran tamaño, los “sprays” son muy utilizados por su alta capacidad de respuesta. Estos sistemas se localizan a la entrada de la sección del sobrecalentador.

4.4.1.1.6 PRECALENTADORES DE AIRE

El calentador de aire no forma parte del circuito de agua-vapor, pero es un componente de notable importancia ya que optimiza la eficiencia de la combustión.

4.4.1.2 OTROS FACTORES DE DISEÑO DE LA CALDERA

El sistema de generación de vapor y sus componentes auxiliares tienen muchos criterios de diseño, pero los más importantes a destacar son eficiencia, fiabilidad, disponibilidad y costo. Actualmente existen varios tipos de calderas, como la radiante, centrífuga, de presión universal, de lecho fluidizado, etc. Sin embargo, los nuevos están enfocados principalmente al uso de carbón pulverizado.

Las calderas industriales y sus sistemas de combustión tienen gran variedad de diseños, según la cantidad de vapor generado, o la capacidad de quemar grandes variedades de

4. Definición de la central térmica a estudiar

combustible. Por tanto, la industria de las calderas industriales está influenciada por varios factores, por ejemplo:

- La exigencia del usuario de sostener una buena flexibilidad sobre el combustible durante la vida útil de la caldera.
- La variación de la demanda con el aumento de las restricciones operacionales.
- El interés de la quema de combustibles de baja calidad
- El deseo de optimizar la eficiencia, rendimiento y vida útil de los equipos térmicos

4.4.2 FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE CARBÓN

El comienzo de operación de la central térmica de carbón parte del parque de carbón, donde se almacena todo el combustible extraído. Este carbón se transporta a la central mediante diversos sistemas, dependiendo de la disponibilidad de infraestructura, la localización de las minas y la planta, la cantidad de carbón necesitado y los costes operativos. Entre los métodos más conocidos se puede destacar el transporte por cintas o raíles, con barcazas, con camiones o con tranvía.

Cuando el carbón llega a la central, éste se almacena en pilas o contenedores, con tal de proporcionar un suministro continuo de combustible. El carbón se hace pasar a la caldera, junto con una cantidad de aire que dependerá, entre otros parámetros, del tipo de combustible, donde se produce la reacción de combustión, liberando la energía necesaria para conseguir la generación de vapor.

El vapor generado a alta presión y temperatura es dirigido hacia la turbina donde se produce el choque del vapor con los álabes de la turbina, gracias a la energía contenida, produciendo un movimiento rotatorio. Este movimiento es aprovechado por un alternador, que transforma la energía mecánica proporcionada en energía eléctrica.

El gas de salida de la turbina se condensa para ser de nuevo dirigido a la caldera. Esto se consigue mediante refrigeración por agua, que entra a baja temperatura al condensador y sale a alta temperatura hacia la torre de refrigeración.

El agua resultante de la condensación es de nuevo circulada a la caldera donde se volverá a generar vapor.

4.5 DISEÑO DE LA CENTRAL DE CARBÓN

Para el diseño de la central y la posterior comparativa con la central de Aboño se utilizarán los mismos datos que se exponen más adelante, se supondrá un rendimiento del 35% aproximadamente y se escogerá una caldera y un combustible semejante

4.5.1 TIPO DE CALDERA ESCOGIDA [21]

Para el diseño de la central se va a emplear una caldera radiante para carbón pulverizado de tipo torre.

Es una caldera de tipo acuotubular. En estas calderas el fluido se desplaza por el interior de los tubos y los gases producidos por la combustión del combustible circulan por el exterior. Son de aplicación para procesos en los que se sobrepasa una presión de 22 bares.

Las principales características de este diseño son, que cuenta con un hogar con paredes refrigeradas por agua, tiene circulación natural, tiro equilibrado y que es una unidad fácilmente purgable, lo que permite una gran protección contra la congelación en épocas frías.

Utiliza la tecnología de combustión de carbón pulverizado y quemadores frontales con el objetivo de conseguir una mayor relación de área de superficie por unidad de peso, con lo que se logra aumentar la eficiencia y una buena reacción de combustión.

La disposición se encuentra de forma que el carbón descarga desde los alimentadores hacia los pulverizadores, usando aire primario para transportar el combustible.

Para establecer la relación entre aire y combustible es necesario, en primer lugar, analizar la composición del combustible a utilizar, en este caso antracita [22], con un poder calorífico inferior de 34,30 MJ/Kg.

La composición de la antracita a utilizar se extrae del *ANEXO I* y será aproximadamente la siguiente:

C (%)	H ₂ (%)	N ₂ (%)	S (%)	O ₂ (%)	Volátiles (%)	Humedad (%)	Cenizas (%)
93	3.7	1.3	0.7	1.3	5	12	8

Tabla 4.15: Composición de la antracita

Para que se produzca una completa reacción de combustión, en este caso, por cada kilogramo de antracita se necesitarán 2,78 Kg de oxígeno. Teniendo en cuenta que el aire contiene únicamente una cantidad de oxígeno del 20,95% en volumen, por cada litro de oxígeno se necesitan 4,77 litros de aire. Traduciendo a magnitud, de masa se tiene que para Kg de oxígeno se necesitan 4,32 Kg de aire. Multiplicando, se obtiene una relación de 12 Kg de aire por cada Kg de combustible.

4. Definición de la central térmica a estudiar

Por otro lado, introduciendo únicamente la cantidad exacta de aire, se corre el riesgo de que se produzcan combustiones incompletas y se generen monóxidos de carbono, lo que supone un riesgo para la salud y grandes pérdidas económicas.

Para evitar el riesgo se utiliza un índice de exceso de aire “m” de un valor aproximado a 1,25.

$$m = \frac{\text{aire real}}{\text{aire teórico}} = 1,25$$

Finalmente encontraríamos una relación aire/combustible de 15.

$$12 \times 1,25 = 15$$

El tipo de caldera con la que contaría la central sería semejante a la siguiente:

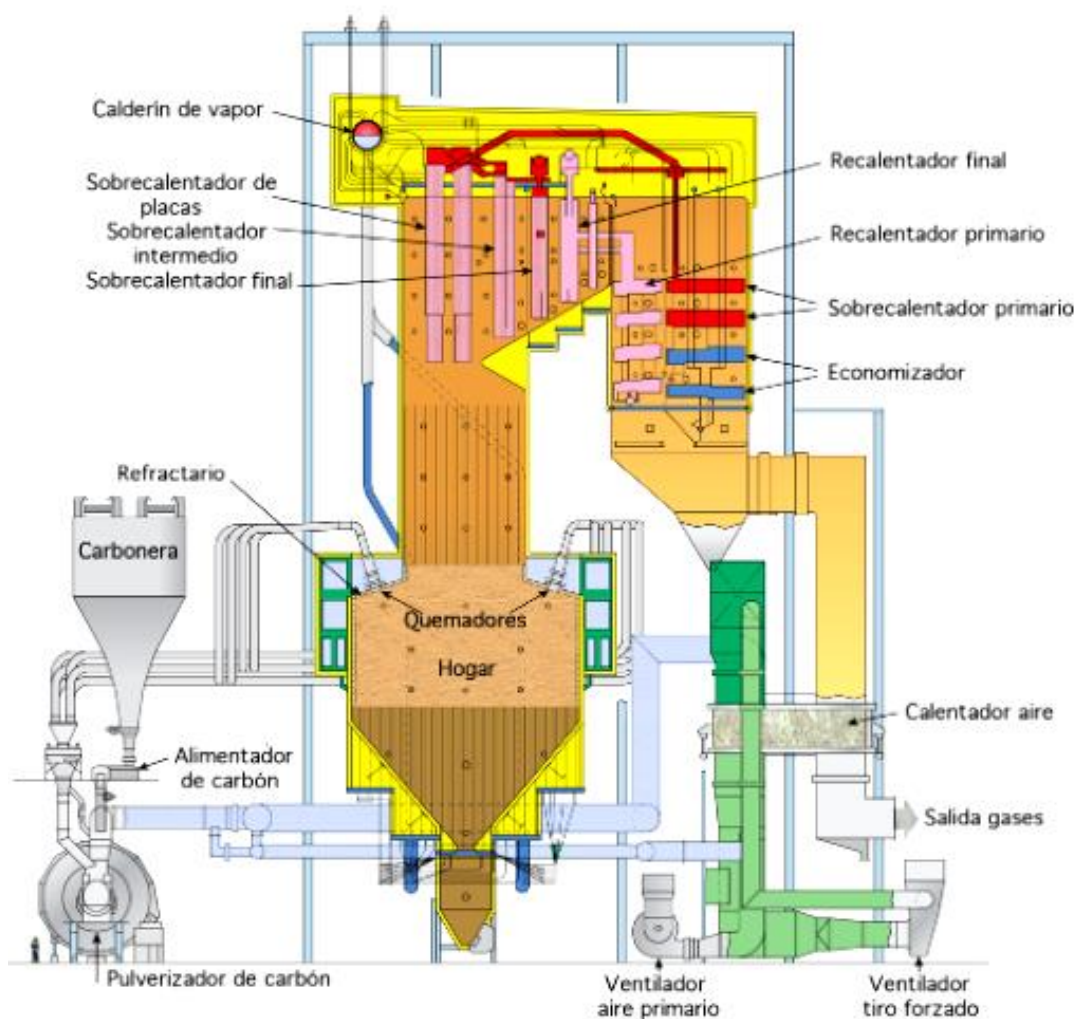


Imagen 4.4: Caldera radiante de carbón pulverizado, antracita, tipo torre [21]

4. Definición de la central térmica a estudiar

En la *Imagen 4.4* se puede apreciar la caldera en la que se señalan los principales componentes que participan en el proceso.

Por un lado, se puede observar el sistema que introduce el carbón en la caldera, empezando por la carbonera donde está almacenado el carbón y se abre paso al pulverizador. Al transformarse en pequeñas partículas de carbón se introduce en el hogar.

Dentro del hogar se encuentran los quemadores que harán posible la combustión del carbón pulverizado que se inyecta.

En la parte superior se aprecia el conjunto de recalentadores y sobrecalentadores por los que pasarán los gases de la combustión, el calderín y finalmente el economizador.

Finalmente se puede encontrar el conjunto de ventiladores, un ventilador de aire primario que alimenta al hogar para producir la combustión y un ventilador de tiro forzado para desplazar hacia arriba los gases de salida.

Como se puede observar, los gases de salida y el aire de entrada comparten un intercambiador de calor, que aumentará la temperatura del aire que entra al hogar mejorando la eficiencia de la combustión.

4.5.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.

Como se indicó anteriormente para el caso de estudio, se partirá de los parámetros de operación de la central térmica de Aboño para aplicar posteriormente las tecnologías a considerar.

Los datos proporcionados por la central para el grupo I son los siguientes[19]:

CALDERA

Descripción	Carbón pulverizado Quemadores frontales Circulación natural Calderín único Recalentador intermedio	
Vapor principal	172 bar	540°C
Vapor recalentado	41 bar	540°C
Combustible	Antracita	
Rendimiento	88%	
Relación aire/combustible	15	
Fabricante	Foster Wheeler	

Tabla 4.16: Características de la caldera del grupo I

GRUPO TURBOALTERNADOR

Descripción	Turbina de 3 cuerpos Con recalentamiento 7 extracciones	
Alternador	Refrigerado por hidrógeno y agua	
Vapor a la entrada	167 bar	539°C
Potencia eléctrica	365 MW	
Tensión de generación	22.000 V	
Potencia aparente del grupo	423.000 KVA	
Fabricante	Brown Boveri	

Tabla 4.17: Características de la turbina del grupo I

La distribución de la potencia entre los tres cuerpos de la turbina quedaría de la siguiente forma:

Potencia total	365 MW
Potencia Cuerpo II de la turbina (HPC)	114,95 MW
Potencia Cuerpo II de la turbina (IPC)	187,34 MW
Potencia Cuerpo III de la turbina (LPC)	63,21 MW

Tabla 4.18: Distribución de la potencia total de la turbina del grupo I por niveles de presión

4. Definición de la central térmica a estudiar



Los datos proporcionados por la central para el grupo II son los siguientes[19]:

CALDERA		
Descripción	Carbón pulverizado Quemadores frontales Circulación natural Calderín único Recalentador intermedio	
Vapor principal	168 bar	540°C
Vapor recalentado	41 bar	540°C
Rendimiento	87%	
Relación aire/combustible	15	
Fabricante	Foster Wheeler	

Tabla 4.19: Características de la caldera del grupo II

GRUPO TURBOALTERNADOR		
Descripción	Turbina de 4 cuerpos Con recalentamiento 8 extracciones	
Alternador	Refrigerado por hidrógeno y agua	
Vapor a la entrada	167 bar	538°C
Potencia eléctrica	556 MW	
Tensión de generación	19.000 V	
Potencia aparente del grupo	639.000 KVA	
Fabricante	Brown Boveri	

Tabla 4.20: Características de la turbina del grupo II

La distribución de la potencia entre los tres cuerpos de la turbina quedaría de la siguiente forma:

Potencia total	556 MW
Potencia Cuerpo II de la turbina (HPC)	175,14 MW
Potencia Cuerpo II de la turbina (IPC)	285,34 MW
Potencia Cuerpo III de la turbina (LPC)	96,29 MW

Tabla 4.21: Distribución de la potencia total de la turbina del grupo II por niveles de presión

4.5.3 EFICIENCIA DEL CICLO

Contando con una caldera como la definida anteriormente, la eficiencia del ciclo es del 35% aproximadamente, por lo que para el grupo I tendremos:

$$\eta_{ciclo} = \frac{Wt}{Q_{in}}$$

$$0,35 = \frac{350 \text{ MW}}{Q_{inI}} \rightarrow Q_{inI} = 1042,86 \text{ MW}$$

Por otro lado, para el grupo II se obtiene:

$$0,35 = \frac{556 \text{ MW}}{Q_{inII}} \rightarrow Q_{inII} = 1588,57 \text{ MW}$$

Una vez hallado el calor que aporta cada caldera y teniendo en cuenta su rendimiento se halla el consumo de combustible.

$$1 \text{ MW} = \frac{\text{MJ}}{\text{s}}$$

$$Q_c = \eta_{caldera} \cdot \dot{m}_c \cdot PCI_{antracita}$$

$$\text{GRUPO I} \rightarrow 1042,86 \frac{\text{MJ}}{\text{s}} = 0,88 \cdot \dot{m}_{cI} \cdot 34,30 \frac{\text{MJ}}{\text{Kg}} \rightarrow \dot{m}_{cI} = 34,55 \text{ Kg/s}$$

$$\text{GRUPO II} \rightarrow 1588,57 \frac{\text{MJ}}{\text{s}} = 0,87 \cdot \dot{m}_{cII} \cdot 34,30 \frac{\text{MJ}}{\text{Kg}} \rightarrow \dot{m}_{cII} = 52,63 \text{ Kg/s}$$

Por tanto, el consumo de combustible libre de cenizas secas es de 87,18 Kg/s

Teniendo en cuenta el porcentaje de cenizas, volátiles e inertes de la antracita, indicados anteriormente:

$$87,18 \cdot 1,25 = 108,97 \text{ Kg/s de antracita}$$

Considerando la relación de aire/combustible de 15, tendremos un gasto de aire de 1307,7 Kg/s

4.6 CÁLCULO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS DE LA CENTRAL DE ESTUDIO

Como se mencionó anteriormente, el estudio se va a realizar principalmente sobre emisiones de NO_x , SO_x y PM . No obstante, se debe calcular en primer lugar las emisiones de CO_2 para comprobar que la central emitiría unos valores de orden semejante a la central de Aboño. Toda la información relevante sobre los contaminantes a estudiar se encuentra recogida en el ANEXO IV.

4.6.1 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO_2

El factor de emisión del CO_2 de la antracita es de $96.3 \frac{Kg \text{ de } CO_2}{GJ_{PCI}}$ [21].

Como se indicó anteriormente, el gasto másico total de antracita libre de cenizas secas es de 87,18 Kg/s, por lo que su gasto anual será:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{total} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 &= 2.749.308.480 \frac{Kg}{año} \\ &= 2.749.308,48 \frac{ton}{año} \end{aligned}$$

Considerando el PCI, se generan:

$$34,30 \frac{GJ}{ton} \cdot 2.749.308,48 \frac{ton}{año} = 94.301.280.86 \frac{GJ}{año}$$

Finalmente aplicando el factor de emisión de CO_2 :

$$94.301.280.86 \frac{GJ}{año} \cdot 98.3 \frac{Kg \text{ } CO_2}{GJ_{PCI}} = 9.269.815.909 \text{ Kg } \frac{CO_2}{año}$$

4.6.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE SO_x [22]

Para el SO_x es necesario conocer el porcentaje de azufre que contiene el combustible, en este caso al tratarse de antracita, el máximo porcentaje de azufre es del 1%, por lo que vamos a suponer un valor del 0.3% aproximadamente.

El factor de emisión para una caldera de carbón pulverizado es de “39S” libras de SO_x por cada tonelada de combustible.

El porcentaje de azufre se sustituye en el lugar de “S” según las instrucciones obteniendo:

4. Definición de la central térmica a estudiar

$$39 \cdot 0.3 = 11.70 \frac{\text{libras de } SO_x}{\text{ton}_{\text{combustible}}}$$

Expresado en kilogramos tenemos:

$$11.7 \cdot 0.453592 = 5.31 \frac{\text{Kg de } SO_x}{\text{ton}_{\text{combustible}}}$$

Si anualmente se emplea un total de 2.749.308,48 toneladas de combustible como se calculó anteriormente, finalmente se tiene:

$$5.31 \cdot 2.749.308,48 = 14.598.828,03 \frac{\text{Kg de } SO_x}{\text{año}}$$

4.6.3 CÁLCULO DE EMISIONES DE NO_x [22]

El factor de emisión de NO_x para calderas de carbón pulverizado, es en este caso 18 libras de NO_x por cada tonelada de combustible.

Siguiendo el mismo procedimiento que para el cálculo del SO_x , se expresa el factor en kilogramos:

$$18 \cdot 0.453592 = 8.16 \frac{\text{Kg de } NO_x}{\text{ton}_{\text{combustible}}}$$

Considerando un consumo anual de 2.749.308,48 toneladas de carbón, tendremos:

$$8,16 \cdot 2.749.308,48 = 22.434.357,20 \frac{\text{Kg de } NO_x}{\text{año}}$$

4. Definición de la central térmica a estudiar

4.6.4 CÁLCULO DE EMISIONES DE PARTÍCULAS[23]

Para el cálculo de las emisiones de partículas se debe distinguir en primer lugar los factores de emisión para los distintos tamaños de partícula recogidos en la siguiente tabla:

TAMAÑO DE PARTÍCULA (μm)	FACTOR DE EMISIÓN ($\text{Kg}/\text{ton}_{\text{combustible}}$)
2.5	0,4A(0,3A – 0,5A)
10	1,5A(1,1A – 1,9A)

Tabla 4.22: Factores de emisión de PM según el tamaño de partícula

Siendo “A” el porcentaje de cenizas que contiene el combustible. En este caso, tenemos un porcentaje del 8%. Por lo que tendremos aproximadamente:

$$0,4 \cdot 8 (0,4 \cdot 8) = 11,52 \frac{\text{Kg de PM}_{2,5}}{\text{ton}_{\text{combustible}}}$$

$$1,5 \cdot 8 (1,3 \cdot 8) = 124,8 \frac{\text{Kg de PM}_{10}}{\text{ton}_{\text{combustible}}}$$

Teniendo un consumo de 2.749.308,48 toneladas de carbón:

$$11,52 \cdot 2.749.308,48 = 31.672.033,69 \frac{\text{Kg de PM}_{2,5}}{\text{año}}$$

$$124,8 \cdot 2.749.308,48 = 343.113.698,30 \frac{\text{Kg de PM}_{10}}{\text{año}}$$

4.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

La central térmica de Aboño, que es la central sobre la que parte el estudio, presenta emisiones de contaminantes atmosféricos del orden de millones de toneladas anuales, lo cual supone una gran amenaza para el medio ambiente. No obstante, opera por debajo de los valores límites de emisiones establecidos con bastante margen.

Al aplicar los parámetros de operación de la central de Aboño a una hipotética central de estudio, se puede observar que las emisiones halladas son bastante superiores a la central real, lo que sugiere que las centrales actualmente cuentan con tecnologías, que se desarrollarán más adelante, que optimizan las emisiones notablemente.

Otra conclusión que se puede extraer es que la principal influencia sobre las emisiones, dentro del funcionamiento de la central, la tiene la caldera, que define el tipo de combustible, la relación aire/combustible y la eficiencia de la combustión. Estos parámetros tienen influencia directa sobre las emisiones atmosféricas.

CAPÍTULO 5: MEJORAS TÉCNICAS DISPONIBLES PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES



5.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL CAPÍTULO

Los principales objetivos del capítulo son:

- a) Demostrar la alta eficiencia de las MDT
- b) Demostrar la viabilidad económica de la implantación de las MDT en una central térmica de carbón

En este capítulo se hará un resumen de todas las Mejoras Técnicas Disponibles aplicables a la reducción de emisiones de SO_x , NO_x y materia particulada, estudiándose los parámetros de operación, eficiencias de eliminación y algunos otros detalles a tener en cuenta.

De entre todas las medidas se seleccionarán las que se consideren más adecuadas para el tipo de planta escogida a estudiar, realizando un análisis más detallado de cada tecnología y se aplicarán sobre las emisiones halladas anteriormente de la central para comparar los resultados de antes y después de aplicar las mejoras.

Finalmente, se selecciona una de las tecnologías descritas para realizar el estudio económico así demostrar su viabilidad económica.

5.2 INTRODUCCIÓN

Ya se ha comprobado que el uso de la tecnología del carbón para producir energía presenta un grave problema en cuanto a emisiones atmosféricas, por otro lado, es evidente que, dada la alta cuota de este tipo de generación de energía en el mix energético, es necesaria la convivencia con esta forma de energía.

Las principales soluciones para la optimización de la energía proveniente del carbón son la CAC, que disminuye considerable las emisiones de CO_2 , y la incorporación de MDT para disminuir el resto de emisiones.

Las MDT presentan una inversión muy pequeña en comparación con la inversión total de la central. Además, las eficiencias de eliminación son bastante elevadas, lo que permite a las centrales ajustarse a los niveles permitidos. Estas medidas son de aplicación tanto para centrales nuevas como para centrales ya operativas.

5.3 MEJORAS TÉCNICAS APLICABLES [24]

En las siguientes tablas se resumen las mejoras técnicas aplicables a la reducción de PM, SO_x y NO_x con sus principales características:

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

5.3.1 MEJORAS TÉCNICAS APLICABLES PARA LA REDUCCIÓN DE *PM*

TECNOLOGÍA	EFICIENCIA	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	RESIDUO
Precipitadores Electrostáticos	>99.5%	80-220°C (Instalación fría) 300-450°C (Instalación caliente)	Cenizas volantes
Filtro de tela	>99.5%	150°C (Poliéster) 260°C (fibra de vidrio)	Cenizas volantes
Precipitación centrífuga	85-90%	-	-
Depurador húmedo	>99.9%	-	Cenizas volantes Lodo

*Tabla 5.1: Mejoras técnicas disponibles para reducir *PM**

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

5.3.2 MEJORAS TÉCNICAS APLICABLES PARA LA REDUCCIÓN DE SO_x

TÉCNICA	EFICIENCIA	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	ABSORBENTE
Depuración con agua marina	85-98%	145°C	Agua marina Aire
Depuración con cal o piedra caliza	92-98% Dependiendo del absorbente	45-60°C	Cal Piedra caliza
Depuración seca	85-92%	120-200°C (Gas de entrada) 65-80°C (Gas de salida)	Cal Óxido de Calcio
Horno de inyección de absorbente	30-50% 70-80% (Con reciclaje de los productos)	950-1150°C (Chimenea) 540°C (Economizador)	Piedra Caliza Cal hidratada Dolomita
Conducto de inyección de absorbente	50-80%	-	Piedra Caliza Cal hidratada Dolomita
Depurador SCB seco	90-99%	70-80°C	$Ca(OH)_2$

Tabla 5.23: Mejoras técnicas disponibles para reducir SO_x

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

5.3.3 MEJORAS TÉCNICAS APLICABLES PARA LA REDUCCIÓN DE NO_x

5.3.3.1 MEJORAS PRIMARIAS

TÉCNICA	EFICIENCIA	APLICACIÓN	LIMITACIONES
Bajo exceso de aire	10-40%	Todos los combustibles	Combustión incompleta
Estratificación del aire en el horno	10-70%	Todos los combustibles	Combustión incompleta y producción de altos niveles de CO
Recirculación del gas-combustible	20-50%	Todos los combustibles	Inestabilidad de la llama
Inyección de combustible por etapas	50-60%	Todos los combustibles	-
Reducción del aire precalentado	20-30%	No es adecuado para calderas de combustión húmeda de carbón	-
Quemador de bajo NO_x	Aire por etapas	25-35%	Inestabilidad de llama Combustión incompleta
	Recirculación gas-combustible	< 20%	Inestabilidad de llama
	Combustible por etapas	50-60%	Inestabilidad de llama Combustión incompleta

Tabla 5.3: Mejoras técnicas primarias disponibles para reducir NO_x

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

5.3.3.2 MEJORAS SECUNDARIAS

TÉCNICA	EFICIENCIA	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	AGENTE REDUCTOR
Reducción selectiva catalítica (SCR)	80-95%	350 – 450°C 280 – 510°C (Turbinas de gas) 200 – 510°C (Motores diesel)	Amoníaco Urea
Reducción selectiva no catalítica (SNCR)	30-50%	850-1050°C	Amoníaco Urea

Tabla 5.4: Mejoras técnicas secundarias disponibles para reducir NOx

5.4 SELECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS A INCORPORAR

5.4.1 ELIMINACIÓN DE PARTÍCULAS: ESP (PRECIPITADORES ELECTROESTÁTICOS) [24].

La tecnología seleccionada para la eliminación de la materia particulada, como suele ser habitual, es el uso de precipitadores electroestáticos, por su alta eficiencia de eliminación y flexibilidad de operación.

Los precipitadores electroestáticos se usan en las plantas de combustión ya que soportan un amplio rango de temperaturas, presiones y condiciones de carga. Su eficiencia de eliminación de partículas no varía prácticamente con el tamaño de partícula.

Un ejemplo de un precipitador electroestático es la siguiente figura:

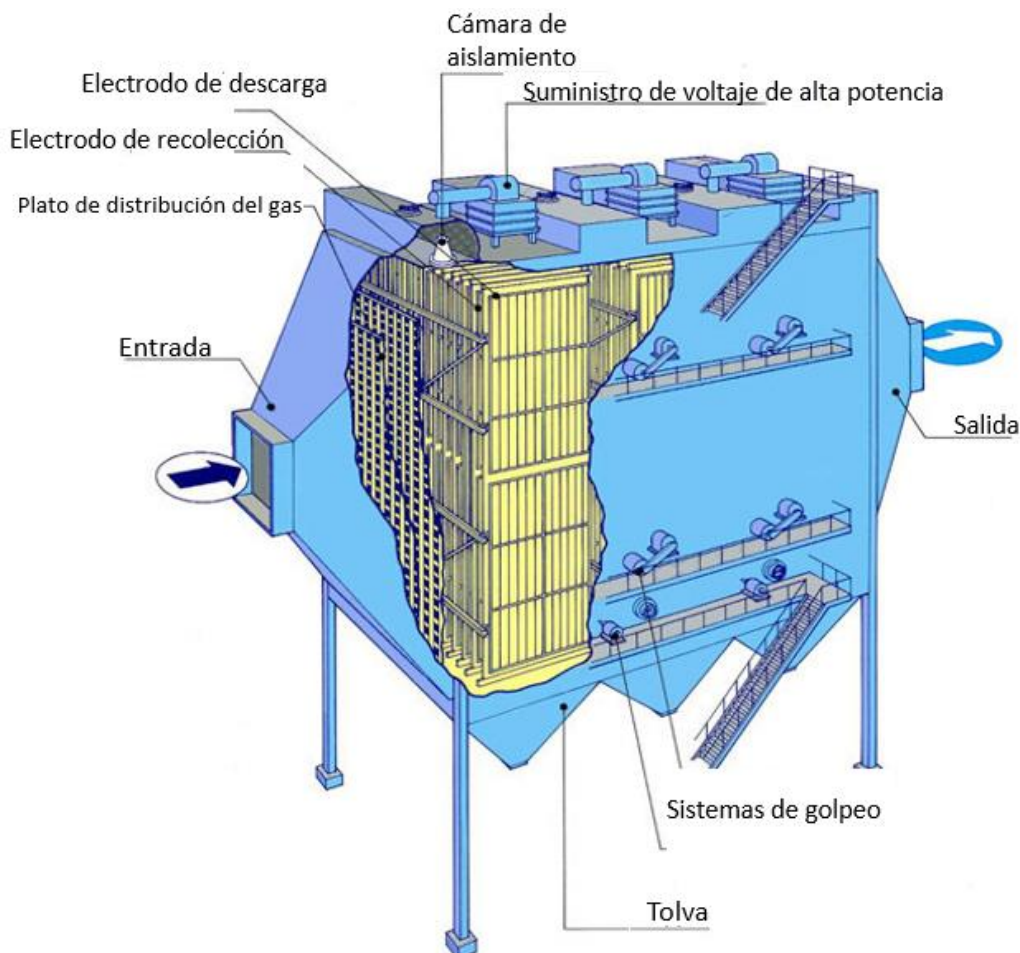


Imagen 5.1: Precipitador electroestático[25]

Como se puede observar, el precipitador consiste en una caja de gran tamaño atravesada por el gas producido en la combustión que contiene varias filas de placas. Entre cada grupo de placas se encuentra un emisor de electrodos conectado a corriente continua de

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

alto voltaje proporcionada por un transformador. Se genera un campo eléctrico con los electrodos gracias a una corriente de 100 KV aproximadamente. Con esta tensión se ionizan las moléculas del gas. Este flujo de iones pasa por las placas recolectoras conectadas a tierra. Al pasar las partículas ionizadas, éstas chocan con las placas y se adhieren a las placas conectadas a tierra donde son acumuladas. Las placas dejan caer las partículas periódicamente gracias a un sistema de golpeo.

En resumen, la eliminación de las partículas de la corriente se realiza en cuatro etapas que se repiten periódicamente:

1. Aplicación de carga eléctrica al polvo
2. Colocación del polvo cargado en un campo eléctrico
3. Aglomeración del polvo en el electrodo colector
4. Eliminación del polvo de la superficie mediante un sistema de golpeo

Normalmente el ESP se localiza después del economizador o el calentador de aire, conociéndose como instalación en frío. Sin embargo, en algunos casos especiales se sitúa antes del calentador de aire para aprovechar la alta temperatura, tomando el nombre de instalación en caliente.

La eficiencia depende fundamentalmente del área de superficie de los electrodos colectores, el caudal volumétrico de los gases y la velocidad de las partículas. Por tanto, maximizar el área de recogida de los electrodos es un factor muy relevante, lo que conlleva a un mayor tamaño de la unidad y a mayores costos.

La resistividad del polvo es otro factor a tener en cuenta, ya que, si es demasiado baja las partículas que llegan al electrodo colector pierden su carga y existe riesgo de que se produzca levantamiento de polvo. Si por el contrario la resistividad es demasiado alta, se puede formar una capa aislante sobre el electrodo, lo que dificulta la descarga y reduce la eficiencia de recolección.

La distribución del flujo de los gases afecta a la eficiencia de los precipitadores. La situación más deseable es una distribución uniforme de la velocidad de los gases de combustión durante toda la sección transversal, consiguiendo evitar que el gas deje de pasar por el campo eléctrico. Para conseguir un flujo uniforme es importante el correcto diseño y dimensionamiento de los conductos de entrada y salida del sistema.

Pueden surgir problemas derivados de la quema de combustibles, que forma compuestos volátiles que pueden cubrir las partículas e impedir una precipitación efectiva. Esto sucede normalmente con combustibles de bajo poder calorífico.

Los costes que engloban a los precipitadores son principalmente los que derivan del consumo de electricidad, el mantenimiento y el transporte de ceniza.

Los costes de inversión inicial pueden ser mayores o menores que el de otras tecnologías dependiendo del tipo de combustible que se emplee, sin embargo, los costes de operación son más pequeños que los correspondientes a otras técnicas. Además, el uso de modernos sistemas de control reducen aún más los gastos. Los costes operativos varían ampliamente dependiendo de las cenizas volantes. Los costes de mantenimiento son normalmente bajos.

Los principales parámetros a tener en cuenta son los siguientes:

PARÁMETRO	VALOR			
Temperatura de operación	80-220°C (Instalación fría) 300-450°C (Instalación caliente)			
Consumo de energía	0.1-1.8%			
Caída de presión	1.5-3 (10^2 Pa)			
Residuo	Cenizas volantes			
Aplicación	Combustibles líquidos y sólidos			
Porcentaje de uso en el mercado	90%			
Eficiencia	<1 μ m	2 μ m	5 μ m	>10 μ m
	>96.5	>98.3	>99.95	>99.95

Tabla 5.5: Características principales del precipitador electrostático

Datos a tener en cuenta:

- La eficiencia de los precipitadores electrostáticos es muy elevada incluso para partículas pequeñas.
- Puede soportar grandes volúmenes de gas con pérdidas de presión bajas
- Puede operar a cualquier condición de presión
- Tiene bajos costes operativos
- La tecnología no es muy flexible al cambio de las condiciones de operación una vez realizada la instalación.
- Puede no funcionar correctamente con partículas de alta resistividad eléctrica.

5.4.2 ELIMINACIÓN DE SO_x : HORNO DE INYECCIÓN DE ABSORBENTE

De entre las MDT para la reducción de SO_x , SO_2 más concretamente, la tecnología más adecuada para este caso de estudio es el Horno de Inyección de Absorbente ya que su temperatura de operación se ajusta a las condiciones de salida de los gases de la caldera y del calderín.

Su funcionamiento se basa en la inyección de un absorbente seco en la corriente de gas del horno de la caldera.

Los absorbentes típicos incluyen piedra caliza pulverizada ($CaCO_3$) y carbonato de magnesio ($MgCO_3$). El resultado de la calcinación de estos reactivos en el horno es la producción de CaO como reactivo. La superficie de estas partículas reacciona con el SO_2 en el gas de la combustión para formar sulfato de calcio, ($CaSO_3$), y sulfato de calcio, ($CaSO_4$). Estos productos de la reacción son capturados a continuación, junto con la ceniza volante por el dispositivo de control de partículas, normalmente precipitadores electrostáticos (ESP) o un filtro de tela.

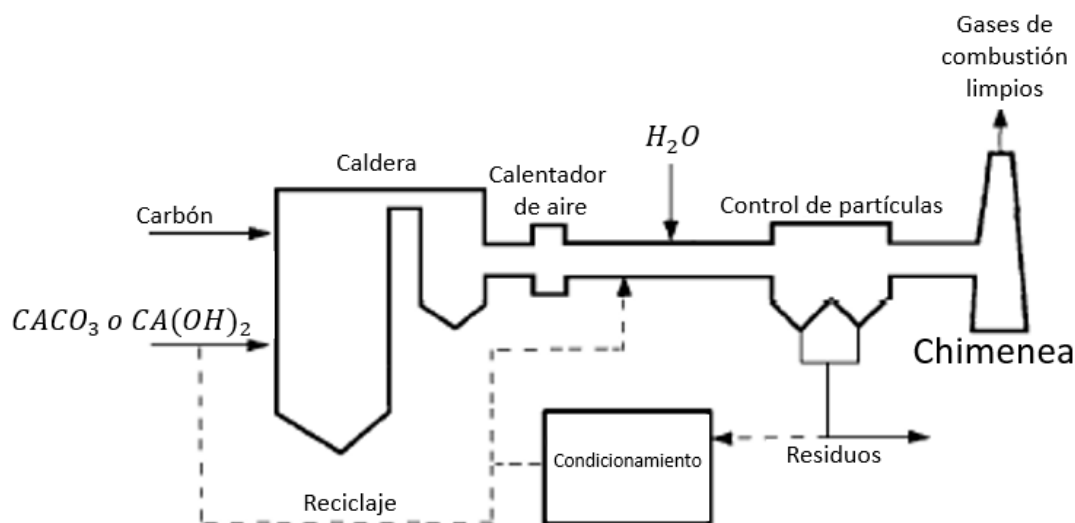


Imagen 5.2: Funcionamiento del horno de inyección de absorbente[24]

Las reacciones que se producen son las siguientes:

- $CaCO_3 + \text{Calor} \rightarrow CaO + CO_2$
- $Ca(OH)_2 + \text{Calor} \rightarrow CaO + H_2O$

Y posteriormente al reaccionar con el SO_2 :

- $CaO + SO_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CaSO_3 + \text{Calor}$

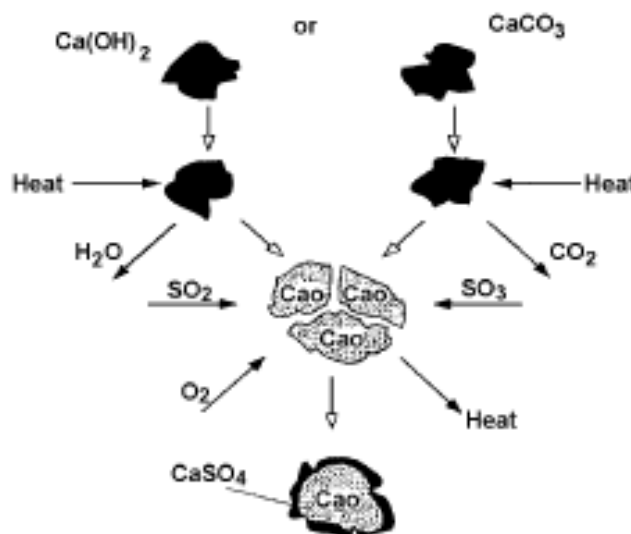


Imagen 5.3: Reacciones producidas durante el proceso de inyección de absorbente[24]

El reciclaje del producto de reacción es una alternativa eficaz, y ha sido estudiado con el fin de mejorar la eficiencia en la reducción del SO₂. Los productos recogidos por el precipitador electrostático se re-inyecta al horno en repetidas ocasiones. En algunos procesos se re-inyecta después del debido acondicionamiento.

Normalmente estas medidas de reciclaje aumentan la eficiencia de eliminación de SO₂ hasta el 70-80%.

Un problema importante de este sistema es la manipulación y eliminación de las cenizas, debido a la enorme cantidad de productos para procesar. Algunas plantas requieren mejoras modernas en los sistemas de retención de partículas para dar cabida al tratamiento de las grandes cantidades de cenizas.

Este sistema puede causar además la formación de escoria y el ensuciamiento de los intercambiadores de calor, por lo que el soplado de hollín juega un papel relevante.

Las referencias más recientes con ésta técnica son de China, donde el proceso ha demostrado ser rentable para satisfacer los requisitos moderados de emisiones de SO₂.

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

Los principales parámetros a tener en cuenta son los siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
Temperatura de operación	950-1150°C (Chimenea) 540° (Economizador))
Absorbente	Piedra caliza Cal hidratada Dolomita
Confiabilidad	99.9%
Caída del rendimiento de la caldera	2%
Consumo de energía de la capacidad eléctrica	0.01-0.02%
Residuo	$CaSO_3$
Reducción de SO_2	30-50% 70-80% (Con reciclaje de los productos)

Tabla 5.6: Características principales del horno de inyección de absorbente

Datos a tener en cuenta:

- 1 La eficiencia de reducción de SO_2 es función principalmente de la relación molar Ca/S, el tipo de absorbente, el grado de humidificación, los aditivos disponibles, el punto de inyección y la carga de la caldera.
- 2 Para aumentar el rendimiento de eliminación de SO_2 se puede rociar agua en el conducto que llega al precipitador, resultando en un aumento de eficiencia de hasta el 10%.
- 3 Se debe tener en consideración el problema de formación de escoria anteriormente mencionado y la estabilidad de la llama de la caldera.

5.4.3 ELIMINACIÓN DE NO_x

En este caso se va a implantar una medida primaria y una medida secundaria, que se combinan para mejorar la eficiencia de la tecnología y optimizar la reducción de NO_x

5.4.3.1 MEDIDA PRIMARIA: INYECCIÓN DE COMBUSTIBLE POR ETAPAS

La división de la quema de combustible en etapas, también denominado recombustión, se basa en la creación de diferentes zonas en el horno para la inyección de combustible para aumentar la eficiencia de la combustión.

Las imágenes 5.4 y 5.5 describen la disposición de las zonas de la tecnología y el proceso a seguir respectivamente.

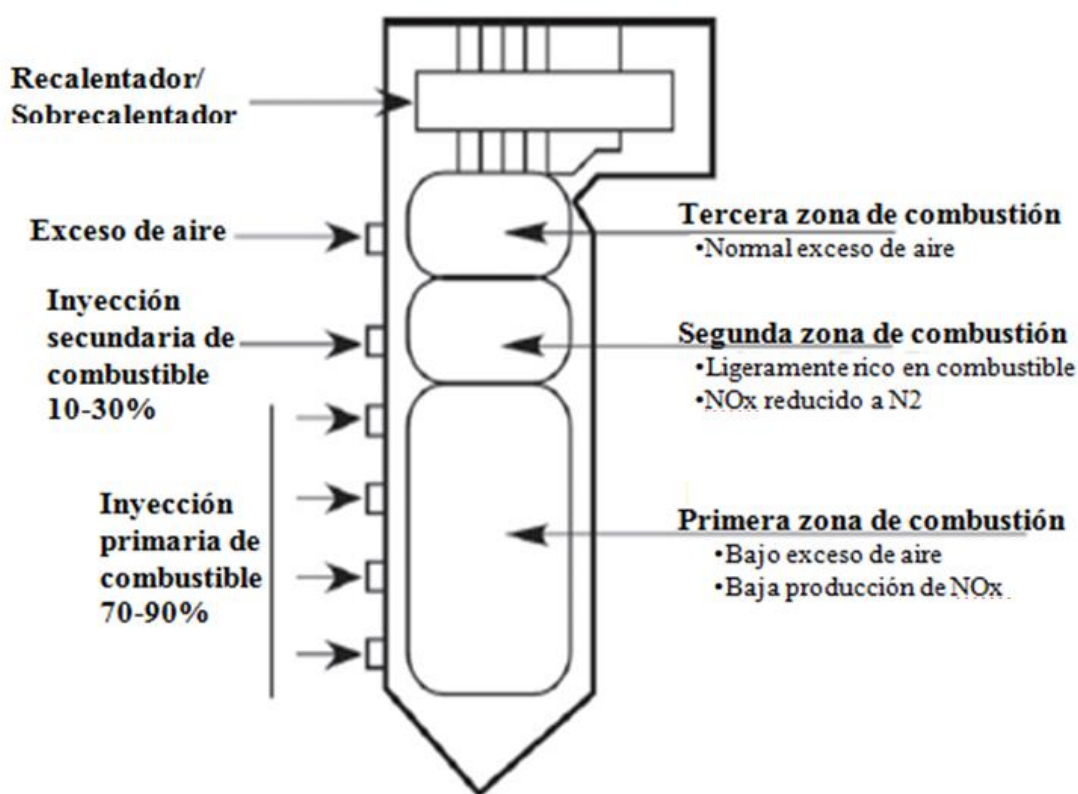


Imagen 5.4: Proceso de inyección del combustible por etapas (adaptado al castellano) [20]

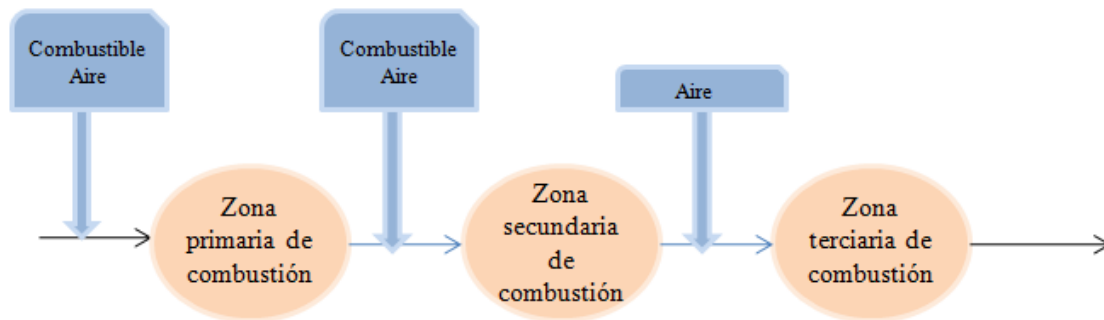


Imagen 5.5: Esquema del proceso de inyección del combustible por etapas(adaptada al castellano) [24]

Como se puede observar, el proceso implica la combustión en tres zonas del horno de la caldera:

- En la zona de combustión primaria se realiza la combustión en una atmósfera oxidante o ligeramente reductora, con el objetivo de evitar la transferencia en exceso de oxígeno a la zona de requemado que apoyaría a la formación de NO_x .
- En la segunda zona de combustión, o zona de recombustión, se quema el combustible en una atmósfera reductora. Tras la reacción con los óxidos de nitrógeno, ya producidos en la zona primaria de combustión, se generan hidrocarburos, nitrógeno, volátil y compuestos como el amoníaco.
- En la tercera zona se completa la combustión mediante la adición de aire hacia el final de la zona de combustión.

La eficiencia del proceso depende principalmente de los siguientes factores:

1. La temperatura: Para la obtención de valores bajos de NO_x la temperatura de la zona de recocido debe ser la más alta posible.
2. El tiempo de residencia: Con el aumento del tiempo de residencia mejora la reducción de NO_x .
3. Velocidad de aireación de la zona de recocido
4. Tipo de combustible
5. El exceso de aire en la primera zona de combustión, donde la relación estequiométrica ha de ser de alrededor de 1.1

Esta técnica se puede utilizar para cualquier tipo de caldera de combustibles fósiles y se puede combinar con otras técnicas de combustión de NO_x .

Esta técnica requiere grandes volúmenes de cámara para realizar la combustión apropiadamente.

La mayor parte de los problemas derivan de una mala combustión, o una combustión incompleta, por tanto, este tipo de tecnología es muy adecuado para calderas de carbón

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

pulverizado y calderas con un largo tiempo de residencia. Los costes dependen de la estructura y tamaño de la caldera y del combustible utilizado.

Las principales características a tener en cuenta son los siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
Combustibles de aplicación	Todos los combustibles
Limitaciones de aplicación	Ninguna
Reducción de NO_x	50-60%

Tabla 5.7: Características principales del proceso de inyección de combustible por etapas

Datos a tener en cuenta:

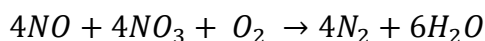
- Esta técnica ofrece algunas ventajas, como la compatibilidad con otras técnicas primarias de reducción de NO_x , una simple instalación de la técnica y cantidades pequeñas de energía adicional.
- En la zona aguas debajo de la zona primaria de combustión también se produce NO_x .

5.4.3.2 MEDIDA SECUNDARIA: REDUCCIÓN SELECTIVA NO CATALÍTICA

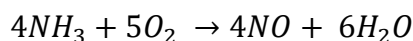
El proceso de reducción selectiva no catalítica se basa en reducir el óxido de nitrógeno ya formado en la combustión de la caldera. La temperatura óptima de operación oscila entre los 850°C y los 1100°C aproximadamente. Este rango de temperaturas depende principalmente del reactivo utilizado, que puede ser amoníaco, urea o amoníaco cáustico.

Con el uso de amoníaco se producen las siguientes reacciones:

- Reacción principal (reducción):



- Reacción no deseada (oxidación):



A la temperatura más baja, ambas reacciones son demasiado lentas, la tasa de conversión es más baja y se puede formar de nuevo amoníaco. Por otro lado, a la temperatura más alta, domina la reacción de oxidación aumentando las emisiones de NO_x .

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

La instalación de SNCR se compone de dos unidades operativas:

1. Unidad de almacenamiento de reactivo, que incluye el almacenamiento, enfriamiento y evaporación del reactivo.
2. La propia unidad de SNCR, donde se produce la inyección de reactivo y se lleva a cabo las reacciones.

El proceso de SNCR se muestra en la siguiente figura:

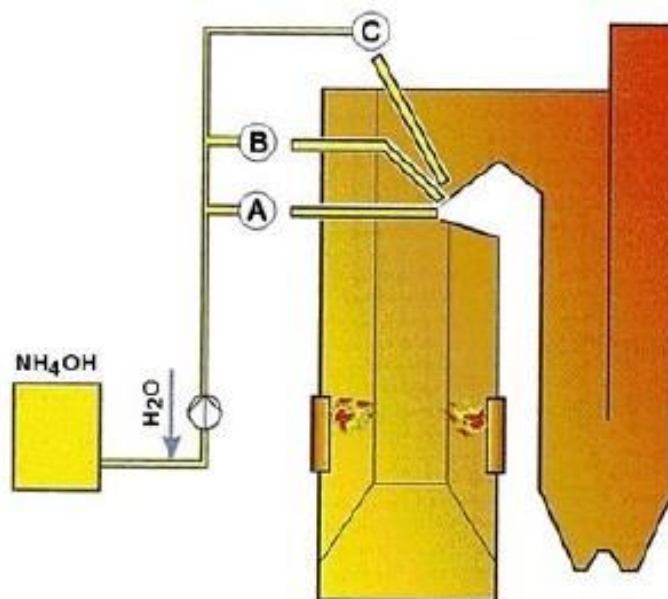


Imagen 5.6: Proceso de Reducción Selectiva No Catalítica[24]

La mayoría de los problemas con esta tecnología derivan de una distribución no uniforme del reactivo dentro de la cámara, por tanto, es importante optimizar el sistema de distribución.

Otro factor a tener en cuenta a parte del rango de temperaturas de operación, y la distribución y mezclado del reactivo es el tamaño de las gotas. Un tamaño pequeño de las gotas de reactivo haría que éstas se evaporasen rápidamente con las altas temperaturas, induciendo una reducción de NO_x baja. Por otro lado, con un tamaño de las gotas demasiado grande, se evaporarían muy lentamente y resultaría en un aumento de NH_3 .

Para la elección del reactivo los rangos óptimos de temperatura son los siguientes:

REACTIVO	RANGO TEMPERATURAS	TEMPERATURA ÓPTIMA
Amoníaco o Amoníaco cáustico	850-1000°C	870°C
Urea	800-1100°C	1000°C

Tabla 5.8: Temperaturas de operación de la Reducción Selectiva No Catalítica

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

El proceso de instalación del SNCR es bastante fácil y ocupa poco espacio. Además, es fácil la incorporación de nuevos niveles de inyección en caso de que fuera necesario.

Los costes reales varían según el tipo de caldera y su perfil operativo, pero por aproximación los costos son de 2500 euros por tonelada de reducción de NO_x .

Los principales parámetros a tener en cuenta son los siguientes:

PARÁMETRO	VALOR
Reactivos	Amoníaco Urea
Temperatura de operación	850-1000°C (Amoníaco) 800-1100°C (Urea)
Relación $\frac{NH_3}{NO_x}$	1.5-2.5
Disponibilidad	>97%
Corriente de NH_3 de arrastre	< 10mg Nm ³
Consumo de energía eléctrica	0.1-0.3%
Tiempo de residencia	0.2-0.5 segundos
Reducción de NO_x	30-50%

Tabla 5.9: Características principales de la Reducción Selectiva No Catalítica

Datos a tener en cuenta:

- La corriente de amoníaco de arrastre aumenta la relación $\frac{NH_3}{NO_x}$ dando problemas como altos contenidos de amoníaco en las cenizas volantes. Este problema se resuelve con el uso de un catalizador más grande.
- Si se produce una reacción incompleta del NH_3 con el NO_x se pueden formar sulfatos de amonio, que se depositan en las instalaciones.
- Para la combustión de carbón se puede estimar una vida del catalizador de 6-10 años.

5.5 APLICACIÓN DE LAS MEJORAS DESCRITAS

Recapitulando, las *tablas 5.10* y *5.11* recogen la información asociada a las emisiones de la central sin tecnologías aplicadas y a las eficiencias de cada tecnología seleccionada respectivamente.

CONTAMINANTE	EMISIONES (Kg)
PM_{10}	343.113.698,30
$PM_{2,5}$	31.672.033,69
SO_2	14.598.828,03
NO_x	22.434.357,20

Tabla 5.10: Resumen de las emisiones producidas por el caso de estudio

CONTAMINANTE	TECNOLOGÍA	EFICIENCIA
PM	Precipitador electrostático (ESP)	>99%
SO_2	Horno de inyección de absorbente	70-80%
NO_x	1. Inyección del combustible por etapas	50-60%
	2. Reducción Selectiva No Catalítica	30-50%

Tabla 5.11: Resumen de las mejoras técnicas a aplicar en el caso de estudio

Una vez halladas las emisiones y seleccionadas las tecnologías adecuadas ya se puede proceder al cálculo de las emisiones finales tras su aplicación.

5.5.1 APLICACIÓN PARA PM

Para el cálculo de la materia particulada se supone una eficiencia de 99% y 99,95% para $PM_{2,5}$ y PM_{10} respectivamente.

- $PM_{2,5}$

$$31.672.033,69 \text{ de } PM_{2,5} \cdot (1 - 0,99) = 316.720,34 \frac{\text{Kg de } PM_{2,5}}{\text{año}}$$

- PM_{10}

$$343.113.698,30 \text{ Kg de } PM_{10} \cdot (1 - 0,9995) = 171.556,85 \frac{\text{Kg de } PM_{10}}{\text{año}}$$

5.5.2 APLICACIÓN PARA SO_2

Como la eficiencia del horno de inyección de absorbente varía entre un 70 y 80%, en este caso se empleará una eficiencia del 75%.

- SO_2

$$14.598.828,03 \text{ Kg de } SO_2 \cdot (1 - 0,75) = 3.649.707,01 \frac{\text{Kg de } SO_2}{\text{año}}$$

5.5.3 APLICACIÓN PARA NO_x

Para calcular la reducción de NO_x se combinan las medidas primaria y secundaria seleccionadas, actuando ésta última sobre las emisiones restantes de la medida primaria. Además, dado el rango de eficiencias de ambas tecnologías, se va a utilizar un 55% y un 40% Para la inyección de combustible por etapas y para la reducción selectiva no catalítica respectivamente.

- NO_x

Aplicando medida primaria.

$$22.434.357,20 \text{ Kg de } NO_x \cdot (1 - 0,55) = 10.095.460,74 \frac{\text{Kg de } NO_x}{\text{año}}$$

Aplicando medida secundaria.

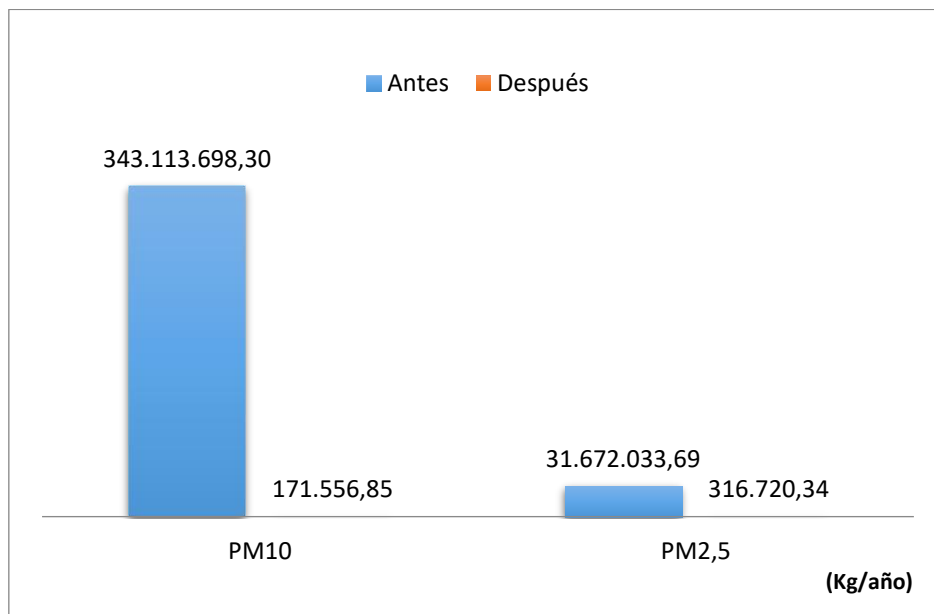
$$10.095.460,74 \text{ Kg de } NO_x \cdot (1 - 0,4) = 6.057.276,44 \frac{\text{Kg de } NO_x}{\text{año}}$$

5.6 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

Al aplicar las MDT se observa una clara optimización de las emisiones de contaminantes.

En primer lugar, en cuanto a partículas tendríamos la *gráfica 5.1*:

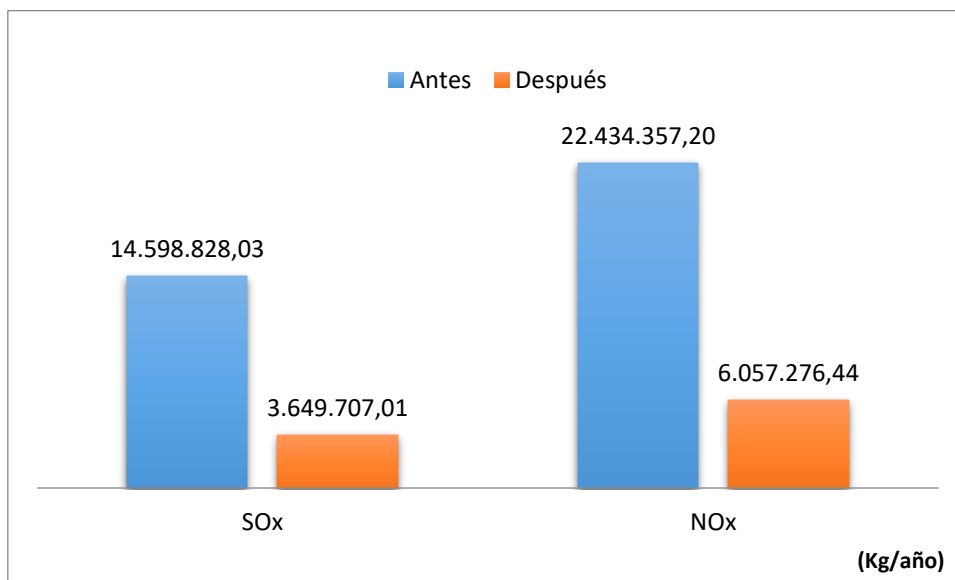
5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones



Gráfica 5.1: Resultados de la aplicación de las Mejoras Técnicas Disponibles en PM

Se puede apreciar como la alta eficiencia de los precipitadores electrostáticos reducen las emisiones de partículas a una cantidad prácticamente insignificante comparado con las emisiones iniciales.

Por otro lado, las emisiones de SO_x y NO_x se verían afectadas según la gráfica 5.2:



Gráfica 5.2: Resultados de la aplicación de las Mejoras Técnicas Disponibles en SO_x y NO_x

Los resultados las mejoras técnicas aplicadas no reflejan un descenso tan drástico como en el caso de la materia particulada, pero también pueden considerarse satisfactorios, ya que reduce aproximadamente tres cuartas partes del total en cada uno de los casos.

Además, si comparamos las emisiones, expresadas en concentración y halladas en el *ANEXO V*, antes y después de aplicar las MDT, se puede apreciar como la incorporación de estas medidas permiten a la central operar dentro de los límites de emisiones de la Directiva de 2010 [19]:

- Antes de aplicar las MDT:

$$380,45 \frac{\text{mg de NO}_x}{\text{m}^3} > 200$$

$$247,58 \frac{\text{mg de SO}_x}{\text{m}^3} > 200$$

$$5305,35 \frac{\text{mg de PM}}{\text{m}^3} > 20$$

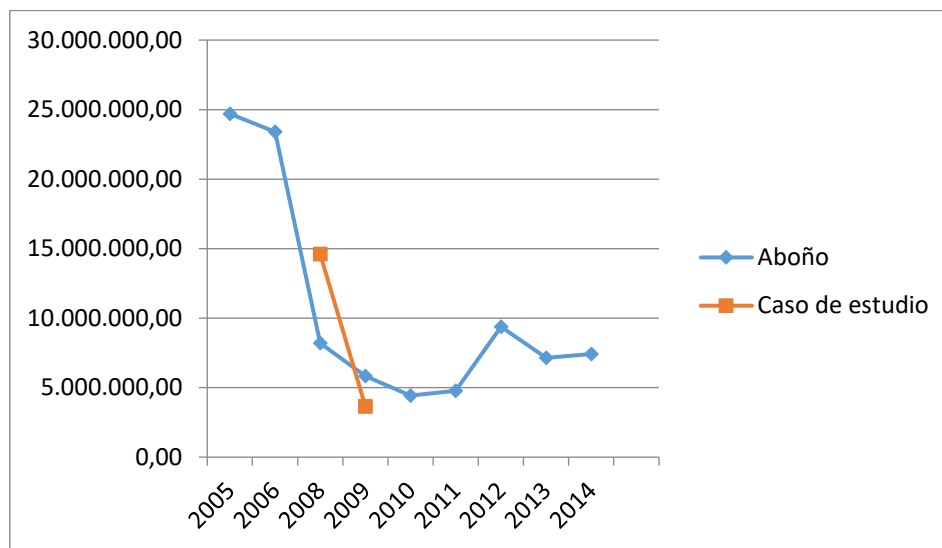
- Después de aplicar las MDT:

$$102,68 \frac{\text{mg de NO}_x}{\text{m}^3} < 200$$

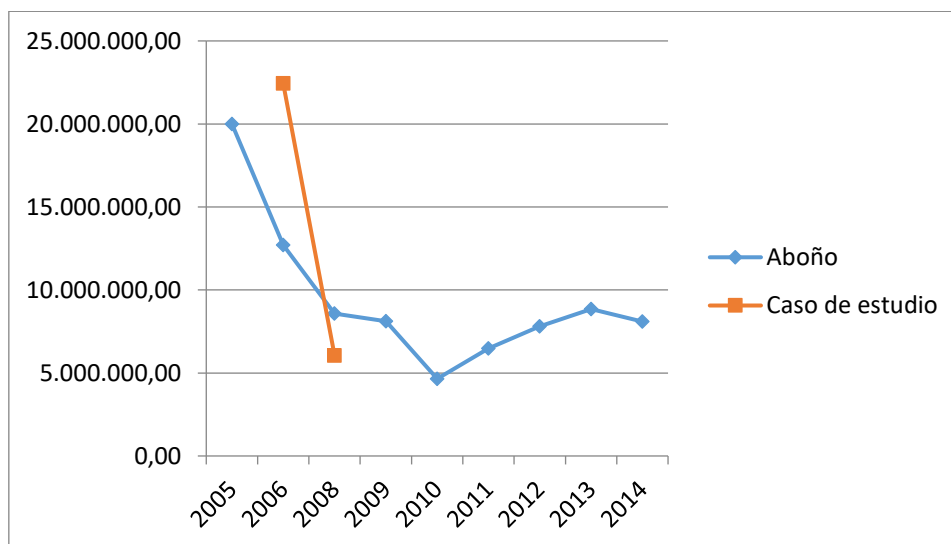
$$62,04 \frac{\text{mg de SO}_x}{\text{m}^3} < 200$$

$$2,91 \frac{\text{mg de PM}}{\text{m}^3} < 20$$

Además, por un lado, si observamos los datos de emisiones registrados por el PRTR de la central de Aboño, se puede apreciar un claro descenso de las emisiones de NO_x y SO_x , lo cual, si comparamos con los resultados del caso de estudio, se puede entender, gracias a las *gráficas 5.3 y 5.4*, que el descenso de emisiones alrededor de 2007 (mostrado por la pendiente de la curva entre 2006 y 2008) es del mismo orden. Esto sugiere que en 2007 la central incorporó tecnologías semejantes a las estudiadas.



Gráfica 5.3: Comparación resultados de NOx del caso de estudio con la central térmica de Aboño



Gráfica 5.4: Comparación resultados de SOx del caso de estudio con la central térmica de Aboño

En cuanto al tratamiento de las partículas, en el caso de estudio, la caída de las emisiones de PM de 10 μm es mucho más elevado que el que experimenta la central de Aboño, sin embargo, el decrecimiento que experimentan las emisiones de PM de 2,5 μm es de un orden semejante. Esto puede deberse a que la central ya contaba con equipos de precipitadores electrostáticos con alta eficiencia para partículas de más de 10 μm , y a partir del año 2007 se optimiza la tecnología para reducir las emisiones de partículas más pequeñas de 2,5 μm .

Es necesario añadir que los resultados del caso de estudio son únicamente valores teóricos, es decir, la eficiencia que presentan probablemente se vea reducida ligeramente en la práctica.

5.7 ANÁLISIS DEL PRECIPITADOR ELECTROESTÁTICO[25]

5.7.1 OBJETIVOS

El principal objetivo del capítulo es comparar el coste del precipitador electroestático con el coste total de una planta térmica de carbón y analizar la viabilidad de su implantación.

5.7.2 ALCANCE

En primer lugar, se debe seleccionar el tipo de precipitador de los cinco disponibles, precipitadores placa-alambre, precipitadores de placa plana, precipitadores tubulares, precipitadores húmedos y precipitadores de dos etapas.

A continuación, siguiendo el objetivo descrito, se debe hacer un breve estudio de lo que sería el diseño de la tecnología, ya que tendrá influencia directa en los costes, que incluye:

- Dimensionalización del área de recolección específica (SCA)
- Determinación de la velocidad de flujo
- Pérdida de presión
- Características de la partícula
- Características del gas
- Sistema de limpieza

Toda la información que guarda relación con el diseño del ESP queda recogida en el *ANEXO VII*.

Finalmente haciendo uso del “Cost Manual USEPA” se determinará el capital necesario a invertir para el ESP y el coste anual total y se analizarán los resultados.

5.7.3 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL DISEÑO

En primer lugar, como se indica en el *ANEXO VI* se selecciona un precipitador placa-alambre.

Los SCA de las placas son los siguientes:

Sección, n	SCA _n (s/m)
1	10,20
2	12,32
3	13,46
4	14,00
5	14,56
TOTAL	63,56

Tabla 5.12: Sección por placa (s/m)

Para calcular el coste del equipo básico, es necesario expresar el resultado en ft^2 :

$$63,56 \times 5,080 \times 50 = 16.144,24 ft^2$$

Se puede considerar entonces, según la *tabla A.VII-1* del *ANEXO VII*, un ESP de tamaño mediano.

5.7.4 ESTIMACIÓN DEL CAPITAL TOTAL A INVERTIR EN EL ESP

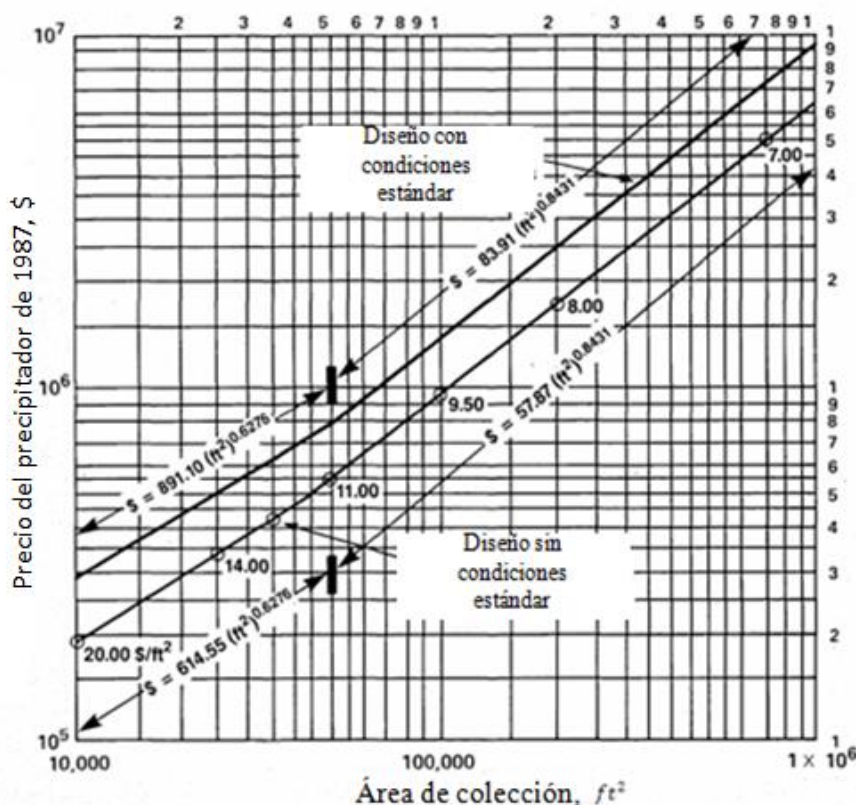
5.7.4.1 COSTE DEL ESP

El capital total a invertir (TCI) incluye la inversión en la propia estructura del precipitador, los golpeadores, el equipo auxiliar y la instalación o actualización de nuevos equipos de control.

5.7.4.1.1 COSTE DEL EQUIPO BÁSICO

En este caso se tiene un precipitador electrostático de placa de alambre, cuyo coste principal depende del tamaño de las placas dimensionadas, que en este caso son de $16.144,24 ft^2$.

Para estimar el precio se va a hacer uso de la tabla que relaciona el precio, en dólares, con el área dimensionalizada. Los datos que nos proporciona dicha tabla son referidos a los precios que había en 1987, sin embargo, se pueden seguir considerando ya que los precios no han variado de manera significativa con el paso de los años.



Gráfica 5.5: Precio del precipitador frente al área de recolección (adaptada al castellano) [25]

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

De la *gráfica 5.5* se puede extraer que el precio será de aproximadamente entre 300.000 y 400.000 dólares, así que en este caso supondremos un coste de 400.000 dólares.

En la siguiente tabla se puede apreciar los costes que conllevaría teniéndolos en cuenta:

OPCIÓN	ADICIÓN DE COSTO (%)
Boquillas de entrada y salida y platos difusores	8-10
Tolva, calentadores y detectores de nivel	8-10
Recintos y accesos de escaleras	8-10
Soportes estructurales	5
Aislamiento	8-10
Total de todas las opciones	1,37-1,45 x Base

Tabla 5.13: Costes añadidos al equipo básico

Situando el análisis en el caso más extremo, se tendrá en cuenta un aumento de los costes del 45%, teniendo finalmente:

$$400.000 \times 1,45 = 580.000 \$$$

5.7.4.1.2 COSTE DE LOS EQUIPOS AUXILIARES

Para el cálculo se asumen los valores estimados por el manual que se indican en la siguiente tabla:

Equipo auxiliar	Coste
Conductos	16.000\$
Ventilador	16.000\$
Motor	7.500\$
Motor de arranque	4.000\$
Amortiguadores	70200\$
Transportador neumático	4.000\$
Chimenea	8.000\$
Total	62.700\$

Tabla 5.14: Costes de los equipos auxiliares

Una vez hallado los costes del equipo principal y los equipos auxiliares ya se puede estimar el capital invertido a partir del balance de la *tabla 5.15*:



5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

Coste del artículo	Coste
<u>Costes directos</u>	
Costes de compra del equipo	
Equipo principal	580.000\$
Equipos auxiliares	62.700\$
Suma = A	642.700\$
Instrumentación, 0,1A	64.270\$
Impuesto de ventas, 0,3A	192.810\$
Carga, 0,05A	32.135\$
Costes de compra del equipo, B	739.297\$
Costes directos de instalación	
Cimientos y soportes, 0,04B	29.571,88\$
Manipulación y montaje, 0,5B	369.648,5\$
Sistema eléctrico, 0,08B	59.143,76\$
Tuberías, 0,01B	7.392,97\$
Aislamiento para conductos, 0,02B	14.785,94\$
Pintura, 0,02B	14.785,94\$
Costes directos de instalación	495.325,96\$
Costes directos totales, DC	1.138.025,96\$
<u>Costes indirectos (Instalación)</u>	
Ingeniería, 0,2B	147.859,4\$
Gastos de construcción y de campo, 0,2B	147.859,4\$
Honorarios del contratista, 0,1B	73.929,7\$
Puesta en marcha, 0,01B	7.392,97\$
Test de actuación, 0,01B	7.392,97\$
Modelo de estudio, 0,02B	14.785,94\$
Contingencias, 0,03B	22.178,91\$
Costes indirectos totales, IC	421.399,29\$
Capital total invertido	1.697.451,21\$

Tabla 5.15: Balance económico del capital total invertido

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

5.7.5 COSTE ANUAL TOTAL

El coste anual para el Grupo I, teniendo en cuenta que opera 8668 horas anuales es:

Coste del artículo	Cálculos	Costes
Costes directos anuales, DC		
Trabajo de funcionamiento		
Operario	3h/día x 365días/año x 12\$/h	12.960\$
Supervisor	15% del operario	1.944\$
Coordinador	1/3 del operario	4.320\$
Materiales de operación		
Mantenimiento		
Mano de obra	4.125\$ para colector de área > 50000ft ²	4.125\$
Material	1% de los costes de compra del equipo	8.235\$
Electricidad del ventilador	0,000181 x 50.000acfm x 4,48in H ₂ O x8.668h/año x 0,06KWh	21.086\$
Electricidad de operación	1,94x10 ⁻³ x 53.243,46 ft ² x 8.668h x0,06KWh	35.458\$
Deposición de residuos	4,29x10 ⁻⁶ x 4gr/ft ³ x 8,668h/año x50.000acfm x (20+0,5x2)\$/ton	156.180\$
	Teniendo a 20\$/ton, con cuota de 2 millas a 0,5\$/ton-milla	
Costes totales directos DC		244.180\$
Costes indirectos anuales, IC		
Gastos generales	60% del sumatorio de los gastos de funcionamiento y mantenimiento: 0,6x(31.584)	18.950\$
Cargos administrativos	2% del capital invertido	33.949\$
Impuestos de propiedad	1% del capital invertido	16.974\$
Seguro	1% del capital invertido	16.974\$
Recuperación del capital invertido	CRF x Capital invertido (Para una vida de 20 años del equipo al 10% de interés, CRF=0,1175)	199.450\$
Costes totales indirectos		286.297\$
Coste total anual		530.477\$

Tabla 5.16: Balance económico del coste anual total

5. Mejoras técnicas disponibles para la reducción de emisiones

Para hacer el cálculo del coste anual del Grupo II que opera durante 8.353 horas anuales, es necesario modificar en el balance anterior el coste de electricidad de operación, de electricidad del ventilador y de deposición de residuos. Obteniendo finalmente un coste anual de 525.745\$

Finalmente tendríamos:

Capital invertido Grupo I	1.697.451,21\$	1.509.497,23€
Capital invertido Grupo II	1.697.451,21\$	1.509.497,23€
Capital invertido total	3.394.902,42\$	3.019.212,79€
Coste anual Grupo I	530.477\$	471.754,18€
Coste anual Grupo II	525.745\$	467.546,00€
Coste anual total	1.056.222\$	939.271,01€

Tabla 5.17: Resumen de la inversión a realizar

5.8 CONCLUSIONES

En la actualidad existe una gran cantidad de mejoras técnicas disponibles para solventar los problemas medioambientales de las centrales térmicas y adaptarse a los requisitos exigidos por la Unión Europea.

La gran mayoría de las tecnologías presentan eficiencias teóricas suficientemente altas como para satisfacer las exigencias legislativas.

En este caso de estudio se ha demostrado que se pueden lograr disminuciones teóricamente del 99,9% para el caso de partículas en suspensión y de aproximadamente el 75% para gases como el NO_x y el SO_x , lo cual genera un gran interés por el uso de estas tecnologías.

En base a los resultados del caso de estudio y la comparación con la central de Aboño, se puede confirmar que las centrales térmicas actuales aplican las mejoras técnicas disponibles para adaptarse a los requisitos europeos, y optimizan estas tecnologías para hacerlas más eficientes.

Una vez demostrada la alta eficiencia de las mejoras técnicas disponibles, y su aplicabilidad en una central térmica, se obtiene que, tras realizar un análisis económico de uno de los equipos, el ESP, la inversión aproximada para reducir las emisiones de partículas es de 3.019.212,79€ y 939.271,01€. Este resultado comparado con el valor total de la inversión en una central térmica de carbón, aproximadamente 1000 millones de euros, resulta prácticamente insignificante.

Finalmente, se puede confirmar que las MDT reúnen los requisitos necesarios para convertirse en medidas de actuación de vital interés, que se pueden simplificar en alta eficiencia de depuración y viabilidad económica.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES DEL PROYECTO

6. Conclusiones del proyecto

Actualmente el mundo se encuentra en una situación de creciente demanda energética como bien mostraba la *gráfica 3.1*. Esto conlleva a graves consecuencias sobre el medio ambiente que obligan a los distintos países a tomar conciencia sobre el asunto y trabajar para reducir las emisiones de contaminantes.

Según se explica en el capítulo 3, el sector de la producción eléctrica supone un punto importante sobre el que trabajar, pues éste presenta un alto potencial de emisión de contaminantes, principalmente por el abuso de la energía térmica convencional, y especialmente del carbón. De hecho, los países con más influencia en el sector de la energía cubren una alta cuota de producción con este tipo de tecnología energética. Estos detalles reafirman la necesidad de eliminar de forma progresiva y con rapidez este tipo de energía, optimizando las emisiones durante el transcurso del proceso.

Aunque España presenta un índice de uso de energía térmica convencional por debajo de la media europea, tal y como demuestran las *gráficas 3.5 y 3.6* de los últimos años, aún cubre una cuota alta, tanto en el uso de gas natural como de carbón. Esto sigue siendo un peligro en cuanto a emisividad de contaminantes.

En el capítulo 4 se demuestra cómo el proceso de combustión en una central de carbón es altamente peligroso por sus altas emisiones atmosféricas. Esto supone un gran problema teniendo en cuenta que, como se mencionó anteriormente, el uso de ésta tecnología engloba una gran cuota en el sector. No obstante, existen mejoras de regulación dictadas por el marco legal europeo que establecen valores límite de emisión.

Según los datos, las centrales térmicas españolas cumplen los valores límite de emisión, lo que en este caso se ha demostrado analizando los registros de emisiones de la central de Aboño. Además, se puede observar como con el transcurso de los últimos años se ha producido un descenso de estas emisiones que le han permitido seguir operando dentro de los límites.

Partiendo de los datos de operación de la central de Aboño para generar un caso de estudio, se puede apreciar que las emisiones resultantes son de un orden muy alto, pero al aplicar las MDT a algunos contaminantes, encontramos que se puede apreciar un descenso semejante al que experimentan los registros de la central de Aboño. Esto se traduce en que en los últimos años las centrales han apostado por este tipo de tecnología que, como se ha podido comprobar en el capítulo 4, resulta realmente eficiente.

Finalmente, con la ya seguridad de que las MDT son altamente eficientes, se demuestra, haciendo el análisis económico de uno de los equipos a instalar como el ESP, que presentan una inversión insignificante en comparación con el total de la planta, aproximadamente un 0,5%.

Como conclusión final se puede decir que ha quedado demostrado que el uso de las MDT y su desarrollo pueden ayudar a mejorar las condiciones atmosféricas, en un mundo protagonizado por el carbón, de forma eficiente y económica.

ANEXO I: TIPOS DE CARBÓN

El carbón tiene su origen bajo el subsuelo y se produce gracias a procesos de descomposición y a altas presiones.

La materia vegetal al perder agua y gases con el paso de los años se transforma en turba. La turba se hunde y con el aumento de la presión y la temperatura del terreno se transforma en lignito y carbón pardo tras haber expulsado gases como O₂ y N₂. Posteriormente se forma el carbón bituminoso, hulla al seguir aumentando la temperatura, presión y seguir expulsando gases. Finalmente, en la última etapa de compresión se forma la antracita [36].

La composición aproximada de cada carbón y sus poderes caloríficos son aproximadamente los siguientes:

Composición elemental	Lignito	Hulla	Antracita
C (%)	70	87,5	93
H ₂ (%)	5	5,3	3,7
N ₂ (%)	2	1,9	1,3
S (%)	-	1	0,7
O ₂ (%)	23	4,3	1,3
Volátiles (%)	53	35	5
Humedad (%)	15-20	9	12
Cenizas (%)	1-5	8	8

Tabla A.I-1: Composición de distintos tipos de combustible

Descripción del lignito: Es de color negro con una estructura semejante a la madera. Se puede considerar que tiene una calidad media, aunque comparado con la hulla y la antracita es el de peor calidad. Se puede usar para la generación eléctrica.

Descripción de la hulla: La hulla cuenta con más carbono que el lignito. Tiene un color negro y opaco. Se puede considerar como el tipo de carbón más utilizado debido a su abundancia y a su alto poder calorífico. Se usa principalmente para producir electricidad y para producir coque.

Descripción de la antracita: Es el combustible de más alta calidad de entre los mencionados por su alto contenido en carbono. Además, es el que menos contamina. Sin embargo, éste combustible, aunque tiene un muy alto poder calorífico es difícil de quemar y puede resultar muy costoso, por esta razón está siendo desplazado en cuanto a generación eléctrica.

ANEXO II: MARCO LEGAL DE LAS CENTRALES TÉRMICAS EN ESPAÑA

ANEXO II – Marco legal de las centrales térmicas en España

Las centrales térmicas en España se acogen a las excepciones de la DEI de la siguiente forma [31]:

Unidad de producción	Potencia eléctrica (MW)	PNT	EVUL
Alcudia II (Grupo I)	510	-	-
Alcudia II (Grupo II)			
Alcudia II (Grupo III)			
Alcudia II (Grupo IV)			
Litoral I	577	○	-
Litoral II	582	○	-
Compostilla II (GII)	485	○	-
Compostilla II (GIII)		○	-
Compostilla II (GIV)	715	○	-
Compostilla II (GV)		○	-
As Pontes (GI)	1468	○	-
As Pontes (GII)		○	-
As Pontes (GIII)		○	-
As Pontes (GIV)		○	-
Andorra (GI)	368	○	-
Andorra (GII)	368	○	-
Andorra (GIII)	366	○	-
Los Barrios	589	○	-
Puentenuevo (GIII)	324	○	-
Anillares	365	-	○
La Pereda	50	○	-
La Robla (GI)	284	○	-
La Robla (GII)	371	○	-
Meirama	580	○	-
Narcea (GI)	68	○	-
Narcea (GII)	166	○	-
Narcea (GIII)	166	○	-
Aboño (GI)	360	○	-
Aboño (GII)	556	○	-
Soto de Ribera (GII)	254	○	-
Soto de Ribera (GIII)	350	○	-
Lada (GIV)	358	○	-
Velilla (GI)	155	○	-
Velilla (GII)	361	○	-
Puertollano	320	○	-
Potencia eléctrica total (MW)		10.132	365

Tabla A.II-1: Marco legal de las centrales térmicas en España

**ANEXO III:
DESCRIPCIÓN DE LOS
COMPONENTES ESENCIALES DEL
CICLO AGUA-VAPOR (TURBINA DE
VAPOR, CONDENSADOR Y TORRE
DE REFRIGERACIÓN)**

A parte de la caldera, en el circuito Agua-Vapor de una central de carbón podemos encontrar los componentes descritos a continuación [20]:

- **TURBINA DE VAPOR**

Las turbinas se pueden clasificar de multitud de formas. Se pueden clasificar según el tipo de ciclo y sus condiciones, tales como ciclo Rankine, ciclo Rankine con regeneración, ciclo con recalentamiento, por el número y disposición de los ejes de la turbina, por los cuerpos de la turbina y por las cubiertas.

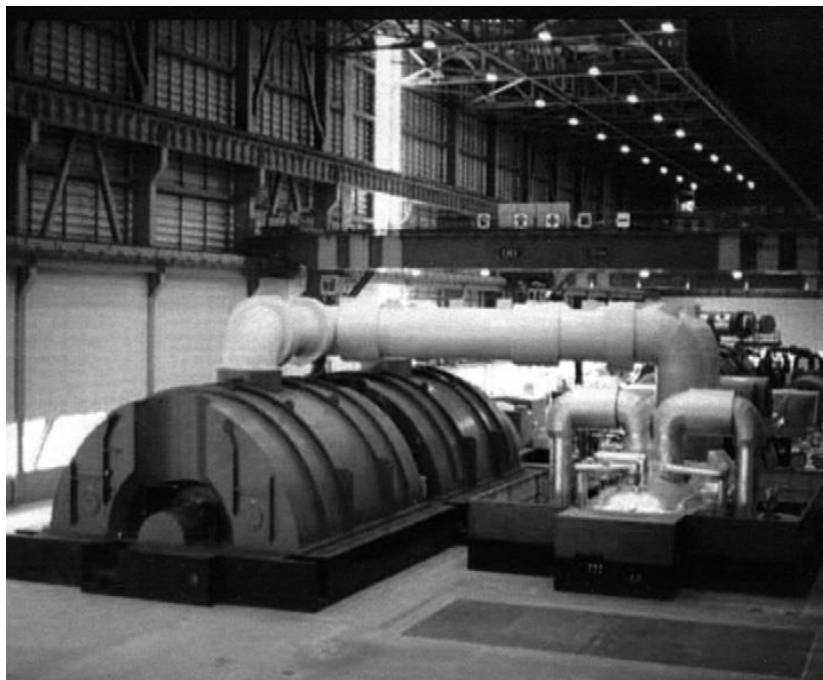


Imagen A.III-1: Turbina de vapor [20]

Las turbinas se diseñan con varios cuerpos, o varias etapas para dar lugar a la expansión del vapor reduciendo la pérdida de carga. Como el vapor se mueve a través del sistema de la *Imagen A.III-1* éste pierde energía térmica y presión, expandiéndose volumétricamente, por lo que requiere un diámetro y una longitud mayor de los álabes en cada etapa sucesiva para extraer la energía restante.

Cada etapa de una turbina tiene dos elementos básicos de diseño: la tobera estacionaria y los álabes de movimiento. El diseño de cada una de estas partes depende de las condiciones de entrada y de salida que se desean obtener en el ciclo.

• CONDENSADOR

Se encargan de condensar el vapor de agua que sale del último cuerpo de la turbina. El agua resultante de la operación de condensación es de nuevo recirculada al economizador.

Se suelen emplear dos tipos de condensadores:

- Condensador de superficie enfriado por agua:

Es el condensador más utilizado y la condensación se realiza gracias al agua de refrigeración, que entra al condensador con baja temperatura y sale a alta temperatura para refrigerar de nuevo. El vapor de salida de la turbina atraviesa perpendicularmente los tubos por los que circula el agua de refrigeración, produciéndose la condensación gracias al intercambio de energía.

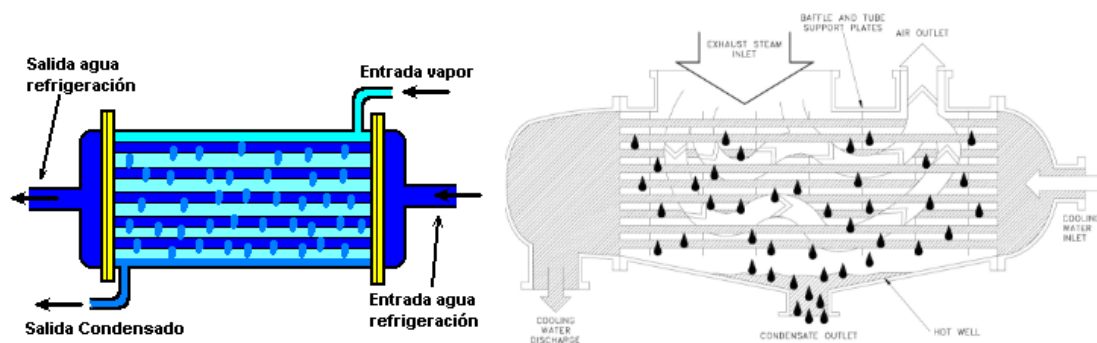


Imagen A.III-2: Funcionamiento de un condensador de superficie enfriado por agua [32]

- Condensador de superficie enfriado por aire:

Se utiliza en casos muy excepcionales, en los que no se puede disponer de una fuente de aprovisionamiento de agua y las temperaturas del aire son bajas. El funcionamiento es semejante al condensador enfriado por agua, pero como resulta más complejo intercambiar energía con el aire que con agua, el tamaño del condensador es mucho más voluminoso.

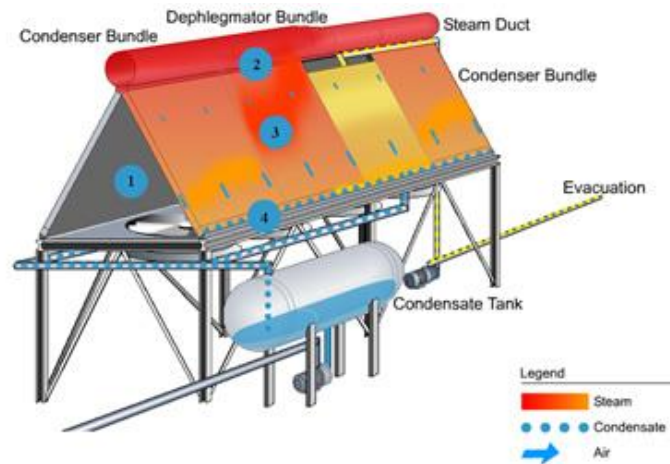


Imagen A.III-3: Condensador de superficie enfriado por aire [33]

- **TORRES DE REFRIGERACIÓN:**

Para mantener la eficiencia del ciclo, es necesario eliminar el calor residual del agua que se utiliza para producir la condensación. Por ello son necesarias las torres de refrigeración.



Imagen A.III-4: Torre de refrigeración [34]



Las torres de refrigeración se pueden clasificar principalmente según los siguientes métodos:

1. Según el fluido de refrigeración:
 - a. Refrigerado por aire: Se realiza a través de superficies planas o tubos aleteados. Tienen mayor tamaño que las torres refrigeradas por agua y resultan generalmente más caros. Se suelen utilizar cuando no es posible el uso de agua como refrigerante.
 - b. Refrigerado por agua: Se conocen como torres húmedas. El uso del agua proporciona grandes ventajas, ya que es un excelente medio de refrigeración por sus propiedades físicas, su relativa abundancia y su coste bajo. Sin embargo, surgen otros problemas con el tratamiento del agua, ya que puede provocar corrosión, incrustaciones, materia orgánica, fangos, etc.
2. Según la impulsión del aire:
 - a. Tiro natural: El aire se impulsa simplemente por la diferencia de densidades.
 - b. Tiro mecánico: El aire es impulsado por un ventilador desde la parte inferior de la torre.
 - c. Tiro asistido: El aire es impulsado por un ventilador desde la parte superior de la torre.

En el caso de las torres húmedas podemos encontrar además que éstas se pueden clasificar en torres de flujo cruzado o contracorriente y torres abiertas, cerradas o híbridas.



ANEXO IV: FACTORES DE EMISIÓN

Las emisiones procedentes de la combustión del carbón dependen del tipo de carbón y la composición, el tipo de construcción y capacidad de la caldera, las condiciones de cocción, la carga, el tipo de dispositivos de control, y el nivel de mantenimiento de equipo. Las emisiones de combustión que se van a estudiar son las siguientes:

- **ÓXIDOS DE AZUFRE (SO_x)**

- DESCRIPCIÓN

Los óxidos de azufre [30] son un grupo de gases compuestos por el trióxido de azufre (SO_3) y el dióxido de azufre (SO_2), siendo éste último el más habitual.

El dióxido de azufre es un gas incoloro y no inflamable. Tiene una vida media en la atmósfera de 2 a 4 días y gran parte de las emisiones se vuelven a depositar en la atmósfera. Es soluble en agua, formando una disolución ácida y es capaz de formar sales.

Se utiliza para la producción de ácido sulfúrico, pero también se hace reaccionar con cloro en compuestos orgánicos para obtener detergentes y otras sustancias.

- FORMACIÓN EN UNA CENTRAL TÉRMICA

Tras la combustión del carbón de antracita [22], una gran fracción del azufre del combustible es emitido como SO_x al reaccionar con el oxígeno, por tanto, las emisiones de SO_x son directamente proporcionales al contenido de azufre del combustible. Sin embargo, esta aproximación puede verse afectada debido a la partición de cenizas volantes y cenizas de fondo, y el contenido de sodio del carbón (que tiende a reaccionar con el azufre formando Sulfito de Sodio o Sulfato de Sodio).

- EFECTOS A LA SALUD

El dióxido de azufre es un gas tóxico [30]. Afecta a las mucosidades y a los pulmones si este es absorbido por el sistema nasal. Su exposición durante cortos periodos de tiempo puede provocar bronquitis, reacciones asmáticas, parada respiratoria.

Los efectos pueden empeorar cuando el gas se combina con partículas o con la humedad del aire, ya que se forma ácido sulfúrico y se produce lluvia ácida.

- **ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO_x)**

- DESCRIPCIÓN

Los ácidos de nitrógeno [30] son un grupo de gases formado por el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2).

El dióxido de nitrógeno es el principal contaminante de los óxidos de nitrógeno, y se forma en combustiones de altas temperaturas. Es un gas tóxico que provoca la formación de partículas de nitrato, que conllevan la producción de ácidos. Tiene buena solubilidad en agua y reacciona formando ácido nítrico (HNO_3).

El NO_2 tiene una vida corta en la atmósfera ya que tiende a oxidarse rápidamente, pudiendo formar lluvia ácida.

- FORMACIÓN EN UNA CENTRAL TÉRMICA

La formación de NO_x [22], aumenta proporcionalmente con el aumento de las temperaturas de combustión, es decir, con el aumento del calor liberado.

Por otro lado, la formación de NO_x disminuye al disminuir la carga de la caldera, ya que se reduce la intensidad de la combustión en todo tipo de caldera.

- EFECTOS A LA SALUD

Es una sustancia corrosiva para la piel y el tracto respiratorio [30], que provoca enrojecimiento y quemaduras cutáneas.

La inhalación durante cortos periodos de tiempo y elevadas concentraciones puede originar edema pulmonar, agravándose con el esfuerzo físico. Una exposición prolongada puede afectar a los pulmones y al sistema inmunitario, dando lugar a una debilitación frente a infecciones.

- **PARTÍCULAS (PM)**

- DESCRIPCIÓN

Son partículas sólidas o líquidas de polvo cenizas hollín, partículas metálicas [30], etc. que se encuentran dispersas en la atmósfera y están formados principalmente por compuestos como silicatos y aluminatos.



○ FORMACIÓN EN UNA CENTRAL TÉRMICA

Las emisiones de partículas que proceden de la combustión del carbón están en función de la configuración de cocción de la caldera [22] (carga de operación de la caldera, ubicación del soplado de hollín, reinyección etc.) y del contenido de cenizas del carbón.

Las calderas de carbón pulverizado emiten mayor cantidad de PM por unidad de combustible porque se quema el carbón en suspensión, lo que se traduce como un alto porcentaje de ceniza de arrastre en los gases de escape.

○ EFECTOS A LA SALUD

La exposición prolongada o repetitiva a las PM_{10} provoca efectos nocivos en el sistema respiratorio de la persona [30], aunque el tamaño de las partículas es suficientemente grande para no atravesar los alveolos pulmonares, quedando retenidas en la mucosa que cubre las vías respiratorias superiores.

**ANEXO V:
CÁLCULO DE LAS
CONCENTRACIONES DE LAS
EMISIONES DE LA CENTRAL
DE ABOÑO Y DEL CASO DE
ESTUDIO**

Teniendo en cuenta la relación aire/combustible de 15 y un gasto másico de combustible de 87,18 Kg/s se opera de la siguiente forma:

$$m_{gases} = 16 \times 87,18 = 1394,88 \frac{Kg \text{ de gases}}{s}$$

En este caso, se supone una instalación fría con los gases de salida a una temperatura aproximada a 200°C, por lo que la densidad del aire es:

$$\rho_{aire}(T^a = 200^\circ) = 0,746 \frac{Kg \text{ de aire}}{m^3}$$

Como en los gases la cantidad de aire es mucho mayor que de combustible, se puede aproximar la densidad del aire como la densidad de los gases de escape:

$$\rho_{aire} \approx \rho_{gases} = 0,746 \frac{Kg \text{ de gases}}{m^3}$$

Por tanto:

$$\frac{m_{gases}}{\rho_{gases}} = \frac{1394,88 \frac{Kg \text{ de gases}}{s}}{0,746 \frac{Kg \text{ de gases}}{m^3}} = 1869,81 \frac{m^3}{s}$$

• PARA LA CENTRAL DE ABOÑO

Las emisiones registradas del último año disponible son las siguientes:

	$\frac{Kg}{año}$	$\frac{Kg}{s}$
NOx	8.085.800	0,256
SOx	7.411.000	0,235
PM	282.890	0,00897

Tabla A.V-1: Resumen de emisiones de la central térmica de Aboño

Finalmente se tiene:

$$\frac{0,256 \frac{Kg \text{ de NOx}}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 136,91 \frac{mg \text{ de NOx}}{m^3}$$

$$\frac{0,235 \frac{Kg \text{ de } SOx}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 125,68 \frac{mg \text{ de } SOx}{m^3}$$

$$\frac{0,00897 \frac{Kg \text{ de } PM}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 4,80 \frac{mg \text{ de } PM}{m^3}$$

• PARA EL CASO DE ESTUDIO

Las emisiones registradas por la central del caso de estudio antes de aplicar las MDT son las siguientes:

	$\frac{Kg}{año}$	$\frac{Kg}{s}$
NO_x	22.434.357,20	0,71138
SO_x	14.598.828,03	0,4629258
PM	313.113.698,30	9,92

Tabla A.V-2: Emisiones de la central de caso de estudio antes de aplicar las MDT

Finalmente se obtiene:

$$\frac{0,71138 \frac{Kg \text{ de } NOx}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 380,45 \frac{mg \text{ de } NOx}{m^3}$$

$$\frac{0,4629258 \frac{Kg \text{ de } SOx}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 247,58 \frac{mg \text{ de } SOx}{m^3}$$

$$\frac{9,92 \frac{Kg \text{ de } PM}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 5305,35 \frac{mg \text{ de } PM}{m^3}$$

Por otro lado, tras aplicar las MDT las emisiones son las siguientes:

	$\frac{Kg}{año}$	$\frac{Kg}{s}$
NO_x	6.057.276,44	0,192
SO_x	3.649.707,01	0,116
PM	171.556,85	0,00544

Tabla A.V-2: Emisiones de la central de caso de estudio después de aplicar las MDT

Las emisiones finales son:

$$\frac{0,192 \frac{Kg \text{ de } NO_x}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 102,68 \frac{mg \text{ de } NO_x}{m^3}$$

$$\frac{0,116 \frac{Kg \text{ de } SO_x}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 62,04 \frac{mg \text{ de } SO_x}{m^3}$$

$$\frac{0,00544 \frac{Kg \text{ de } PM}{s}}{1869,81 \frac{m^3}{s}} \times 10^6 = 2,91 \frac{mg \text{ de } PM}{m^3}$$

ANEXO VI: : TIPOS DE PRECIPITADORES ELECTROESTÁTICOS

Actualmente existen ESP de varias categorías, y se utilizan dependiendo de las especificaciones de la instalación o de especificaciones económicas. Entre los ESP se pueden distinguir los siguientes:

- Precipitadores de Placa-Alambre
- Precipitadores de Placa Plana
- Precipitadores Tubulares
- Precipitadores Húmedos
- Precipitadores de Dos Etapas

1. **Precipitadores Placa-Alambre:**

Se utilizan para calderas de combustión, hornos de cemento, calderas de recuperación, hornos de vidrio, etc.

El ESP Placa-Alambre cuenta con unos electrodos como alambres largos que cuelgan entre las placas, por tanto, el flujo de gas debe pasar por cada uno de los alambres secuencialmente. Esto permite al precipitador operar con volúmenes muy altos de gas. Estos alambres también acumulan polvo al igual que las placas, por lo que se debe eliminar de igual forma.

Con el avance de las partículas por los alambres sucesivamente, tienden a quedarse cada vez más cerca de las placas de recolección, sin embargo, la turbulencia del flujo tiende a mantenerlas en el gas. Cuando las partículas se acercan lo suficiente a las paredes, la turbulencia disminuye considerablemente y las partículas se adhieren a la placa.

El golpeo sobre las placas para recolectar las partículas produce que algunas de estas se reincorporen al flujo. Las partículas que se reincorporen en la última sección no tendrá la oportunidad de ser recolectado.

La *imagen A.VI-1* muestra la forma que tendrían las placas de un precipitador Placa-Alambre:

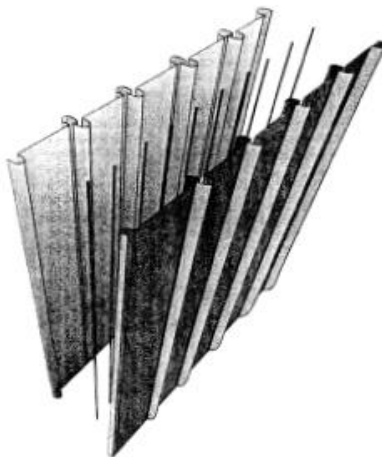


Imagen A.VI-1: Placas del ESP Placa-Alambre

2. Precipitadores Placa Plana:

El uso de placas planas permite que se pueda incrementar el campo eléctrico promedio para la recolección de partículas y tienen un mayor área superficial para la recolección. Los electrodos se colocan por delante y por detrás de las placas planas.

Estos precipitadores operan con corriente de corona muy pequeña. Esto permite que la unidad sea más resistente a la corona invertida y que con la falta de corriente en la capa recolectada, se forma una fuerza eléctrica que desprende parte de las partículas de la superficie de recolección, perdiendo eficiencia.

Estos ESP se suelen utilizar con partículas de alta resistividad y diámetros másicos medios pequeños.

La *imagen A.VI-2* muestra la forma que tendrían las placas de un precipitador Placa Plana:

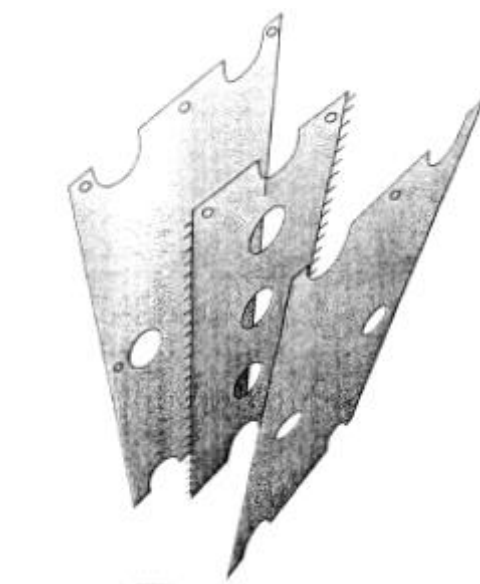


Imagen A.VI-2: Placas del ESP Placa Plana

3. Precipitadores Tubulares

Los precipitadores Tubulares se suelen usar en plantas de adición de ácido sulfúrico, limpieza de gases de los hornos de coque, etc. Actualmente se usa poco, especialmente para partículas húmedas y pegajosas.

La disposición es con muchos tubos en paralelo para manejar grandes flujos de gas. Pueden tener forma de panel cuadrado, circular o hexagonal y su longitud depende de las especificaciones del diseño.

Este precipitador solo cuenta con una etapa, es decir, todo el gas pasa únicamente por una región con el electrodo que opera por toda la longitud del tubo.

4. Precipitadores húmedos

Se basan en el uso de paredes húmedas en vez de secas. Se aplica un flujo de agua de forma continua o intermitente para remover las partículas recolectadas.

Este tipo de ESP no cuenta con problemas de reencauzamiento o con coronas invertidas, sin embargo, el lavado resulta más complejo y menos económico.

Se puede aplicar en cualquiera de las configuraciones anteriores.

5. Precipitadores de Dos Etapas

La principal diferencia respecto al resto de los precipitadores es la disposición. En este caso el electrodo de descarga precede a los de recolección.

La disposición permite menos propensión a corona invertida, más tiempo para cargar partículas y un gasto más económico.

Su aplicación engloba a rocíos de aceite, humos gases de combustión y partículas pegajosas principalmente porque hay poca fuerza para retener las partículas recolectadas.

Para el estudio se usa precipitadores de Placa-Plana por su manejo de grandes volúmenes de gases principalmente.

Nota 1:

Corona

El aire situado entre las placas se rompe eléctricamente debido al voltaje aplicado por los electrodos, este fenómeno se conoce como “corona”. Los electrodos suelen tener polaridad negativa para soportar un mayor voltaje antes de que el aire rompa eléctricamente.

Nota 2:

Corona invertida

Las partículas se acumulan en forma de capa sobre las placas del ESP, por lo que la corriente de iones debe pasar por toda la capa para llegar a tierra. Se puede producir el rompimiento eléctrico local ya que puede formarse un campo eléctrico demasiado grande en la capa.

ANEXO VII: DISEÑO DEL ESP

Para este caso se utilizará precipitadores de placa-alambre. El proceso de diseño de estos precipitadores engloba la dimensionalización del área de recolección específica (SCA), la determinación de la velocidad del flujo, la pérdida de presión, las características de la partícula, del gas y el sistema de limpieza.

• DISEÑO DEL ÁREA DE RECOLECCIÓN ESPECÍFICA

El área de recolección específica es un parámetro que se utiliza para comparar los precipitadores electrostáticos, y estiman la eficiencia de recolección. El SCA es el área total de las placas colectoras divididas entre el caudal. Sus unidades son s/m. Como es una relación entre el área y el caudal, también se puede expresar como $m^2/(m^3/s)$.

El SCA es un factor muy determinante en el capital invertido y los costes anuales porque determina el tamaño de la unidad. En la siguiente tabla se expresa unos ejemplos de lo que se consideraría como una unidad pequeña, mediana o grande en función del SCA:

Unidad	Pequeña	Mediana	Grande
(s/m)	19,7	78,8	177

Tabla A.VII-1: Ejemplo de SCA pequeña, mediana y grande

Para el diseño de área de recolección específica se consideran una serie de parámetros que se obtienen de las tablas calculadas tras utilizar el procedimiento de diseño para diferentes fuentes de partículas y de eficiencia.

El proceso completo consta de los siguientes 15 pasos:

Paso 1: Determinar la eficiencia del colector

En este caso el diseño se realizará para obtener aproximadamente una eficiencia del 99,5%.

Paso 2: Calcular la penetración de diseño, “p”:

Éste parámetro se puede calcular a partir de la siguiente expresión.

$$p = 1 - \left(\frac{\text{Eficiencia}}{100} \right)$$

$$p = 1 - \left(\frac{99,9}{100} \right) = 0,001$$

Paso 3: Obtención de la temperatura en Kelvin:

Como se citó anteriormente, la temperatura de operación puede ser entre 80 y 220°C si tratamos con una instalación fría o de entre 300 y 450°C para una instalación caliente. De modo que para este caso se va a suponer una instalación fría que opera a una temperatura de 200°C.

$$200^{\circ}\text{C} + 273 = 473\text{K}$$

Paso 4: Determinar si se da una situación de corona invertida severa. La corona invertida significa que se inyectan iones de polaridad contraria que reducen la eficiencia de recolección. Ésta se produce por resistividades del polvo por encima de los $2 \times 10^{11} \text{ ohm-cm}$. Su presencia conllevaría al aumento en gran medida el tamaño del precipitador electrostático para alcanzar una cierta eficiencia.

En este caso se va a suponer que la resistividad del polvo es menor de $2 \times 10^{11} \text{ ohm-cm}$, por lo que no se va a producir corona invertida.

Paso 5: Calcular el diámetro medio de la masa de partículas a la entrada, en μm , (MMD_i).

Se considera que el tamaño de las cenizas volantes es aproximadamente de 7 μm .

Paso 6: Suponer un valor de fuga furtiva S_N y de golpe de reencauzamiento RR, a partir de las siguientes tablas:

Tipo de ESP	S_N
Placa alambre	0,07
Placa húmeda	0,05
Placa plana	0,10

Tabla A.VII-2: S_N según el tipo de placa

ESP/Tipo de ceniza	RR
Cenizas volantes del carbón	0,14
Placa húmeda	0,00
Placa plana (Velocidad del gas $>1,5\text{m/s}$)	0,15
Vidrio o cemento	0,10

Tabla A.VII-3: RR según el ESP y el tipo de ceniza

Se supone entonces:

$$S_N = 0,07$$

$$RR = 0,14$$

Paso 7: Asumir valores para el tamaño más penetrante, MMD_p , y el MMD_r .

$$MMD_p = 2\mu m$$

$$MMD_r = 5\mu m \text{ (ya que } MMD_i = 14 > 5)$$

Paso 8: Se calculan los siguientes factores de aire puro:

- Permitividad del espacio libre, $\epsilon_0 \left(\frac{F}{m}\right)$.
- Viscosidad del gas, $\eta \left(\frac{Kg}{m \cdot s}\right)$.
- Formación de chispas por el campo eléctrico, $E_{bd} \left(\frac{V}{m}\right)$
- Factor de pérdida, LF (Adimensional)
- Campo promedio, E_{avg} (Adimensional)

$$\epsilon_0 = 8,845 \times 10^{-12} \left(\frac{F}{m}\right)$$

$$\eta = 1,72 \times 10^{-5} \left(\frac{T_k}{273}\right)^{0,71} = 1,72 \times 10^{-5} \left(\frac{473}{273}\right)^{0,71} = 2,54 \times 10^{-5} \left(\frac{Kg}{m \cdot s}\right)$$

$$E_{bd} = 630.000 \left(\frac{273}{T_k}\right)^{1,65} = 630.000 \left(\frac{273}{473}\right)^{1,65} = 254.382,97 \left(\frac{V}{m}\right)$$

$$LF = S_N + RR(1 - S_N) = 0,07 + 0,14(1 - 0,07) = 0,2$$

$$E_{avg} = E_{bd} \times 0,79 = 254.382,97 \times 0,79 = 201.891,25$$

Paso 9: Se supone el número de secciones, “n”, más bajo de forma que $LF^n < p$, es decir, $0,2^n < 0,001$.

Por tanto, tenemos que el número mínimo de secciones es de cuatro.

$$0,2^5 = 0,00032 > 0,001$$

$$n = 5$$

Paso 10: Cálculo de la sección media de penetración p_s :

$$p_s = p^{\frac{1}{n}} = p^{\frac{1}{5}} = 0,001^{\frac{1}{5}} = 0,251188$$

Paso 11: Calcular la sección de penetración de recolección, p_c :

$$p_c = \frac{p_s - LF}{1 - LF} = \frac{0,251188 - 0,2}{1 - 0,2} = 0,063985$$

Si el valor obtenido saliese negativo, querría decir que el valor de “n” es demasiado pequeño, sin embargo, al salir positivo se deduce que el número de secciones es el adecuado.

Paso 12: Calcular los factores de cambio de partículas “D” y “ MMD_{rp} ”:

$$\begin{aligned} D &= S_N + p_c(1 - S_N) + RR(1 - S_N)(1 - p_c) = \\ &= 0,07 + 0,063985(1 - 0,07) + 0,14(1 - 0,07)(1 - 0,063985) \\ D &= 0,251 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} MMD_{rp} &= RR(1 - S_N)(1 - p_c) \frac{MMD_r}{D} = \\ &= 0,14(1 - 0,07)(1 - 0,063985) \frac{5}{0,251} \\ MMD_{rp} &= 2,4276723 \end{aligned}$$

Paso 13: Calcular el tamaño de partícula para cada una de las secciones. Cuatro en este caso.

Para proceder con el cálculo se utiliza el siguiente método:

Section MMDs	
1	$MMD1 = MMD_i$
2	$MMD2 = \{MMD1 \times S_N + [1 - p_c] \times MMD_p + p_c \times MMD1\} \times p_c / D + MMD_{rp}$
3	$MMD3 = \{MMD2 \times S_N + [1 - p_c] \times MMD_p + p_c \times MMD2\} \times p_c / D + MMD_{rp}$
.	.
.	.
.	.
n	$MMDn = \{MMDn-1 \times S_N + [1 - p_c] \times MMD_p + p_c \times MMDn-1\} \times p_c / D + MMD_{rp}$

Imagen A.VII-1: Proceso de cálculo de MMDn

Obteniendo los siguientes resultados:

SECCIÓN, n	MMD _n (μm)
1	7
2	5,81
3	5,31
4	5,11
5	5,03

Tabla VII-4: Resultados del cálculo de MMDn

Paso 14: Calcular cada SCA para cada una de las secciones a partir de la siguiente expresión:

$$SCA_1 = - \left(\frac{\eta}{\epsilon} \right) \times (1 - S_N) \times \frac{\ln(p_c)}{E_{avg}^2 \times MMD_n \times 10^{-6}}$$

Y para simplificar el cálculo se tiene:

$$SCA_{n+1} = SCA_n \times \frac{MMD_n}{MMD_{n+1}}$$

Finalmente se obtienen los siguientes resultados:

Sección, n	SCA _n (s/m)
1	10,20
2	12,32
3	13,46
4	14,00
5	14,56
TOTAL	63,56

Tabla VII-5: Resultados del cálculo de SCAn

Paso 15: Cálculo del SCA total:

$$SCA = \sum SCA_n$$

$$SCA \text{ total} = 10,20 + 12,32 + 13,46 + 14,00$$

$$SCA \text{ total} = 63,56 \text{ s/m}$$

- **VELOCIDAD DEL FLUJO.**

Un precipitador corre el riesgo de reencauzamiento de las partículas si la velocidad del gas es demasiado grande, y este efecto no depende directamente del SCA, sino que se ha apreciado a través de la experiencia. Para evitar que se produzca este imprevisto se establecen límites de velocidad de flujo. En este caso el límite para los precipitadores de placa de alambre es de 1,5 m/s.

- **CAIDA DE PRESIÓN**

La caída de presión total es la suma de las caídas de presión individuales, pero cada una de estas fuentes puede llegar a dominar al resto de contribuciones.

Aunque por lo general la caída de presión no es un factor del diseño del precipitador, ésta se debe mantener en un valor bajo en cada una de las siguientes partes:

Placa difusora: Se utiliza para igualar el flujo de gas a través de la cara del ESP. Normalmente consiste en una placa plana cubierta con orificios redondos de 5 a 7 cm de diámetro, con un área abierta que representa el 50-65% del total. La caída de presión depende en gran parte del porcentaje abierto de la zona, y es prácticamente independiente del tamaño del agujero.

La entrada y la salida: Se produce la caída de presión por la expansión en la entrada, combinada con efectos de fricción en la pared, y por la contracción gradual que sufre en la salida.

Los deflectores: Se instalan en las placas de recolección con el objetivo de proteger el polvo recogido del flujo de gas. La caída de presión depende principalmente del número de deflectores, la protuberancia que generan en la corriente de gas y la propia velocidad del gas.

Placas de recolección: La caída de presión se debe a la propia fricción del gas de arrastre a lo largo de las superficies. Sin embargo, la caída es lo suficientemente pequeña comparada con los demás factores que se considera despreciable.

Finalmente, en la siguiente tabla se expresan algunas caídas de presión en los componentes anteriormente mencionados que se consideran valores bajos, en torno a los que se tiene que trabajar, y valores altos poco deseables de cara al diseño de la tecnología:

Componente	Caída de presión típica	
	Baja	Alta
Difusor	0,010	0,09
Entrada	0,07	0,14
Salida	0,007	0,015
Deflectores	0,0006	0,123
Placas de recolección	0,0003	0,008
Total	0,09	0,038

Tabla A.VII-6: Caída de presión típica en los componentes

• CARACTERÍSTICAS DE LAS PARTÍCULAS

Para la recolección de las partículas se deben tener varias características en cuenta. Por lo general se supone desde un principio que las partículas son esféricas y se pueden describir por un diámetro esférico equivalente. Sin embargo, hay partículas altamente irregulares que no se comportan de la misma manera y no pueden ser descritas con facilidad.

Las características que se deben considerar son:

- La masa de las partículas. Se determina con la colocación de un filtro en la corriente de gas, recolectando un volumen de gas conocido y determinando la ganancia de peso del filtro. La carga de entrada de las partículas influirá directamente en la masa de salida, y generalmente, con una alta carga el ESP constará de un peor funcionamiento.
- Distribución del tamaño

• CARACTERÍSTICAS DEL GAS

Las principales características que más influencia tienen sobre el diseño de los ESP son:

- La temperatura del gas: Influye directamente sobre la viscosidad del fluido, y ésta a su vez, en el proceso de diseño como se puede observar en el paso 14. Para este caso tenemos:
 - ✓ $T^a = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Por ser una instalación en frío)
 - ✓ Viscosidad, $\eta = 2,54 \times 10^{-5} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}\cdot\text{s}} \right)$
- El caudal volumétrico del gas: Determina el área de recolección de las placas.

Para el cálculo del caudal volumétrico se va a tener en cuenta únicamente el del aire, ya que el que aporta la antracita es despreciable:

La densidad del aire a 200°C es de $0,746 \frac{Kg}{m^3}$

Con un gasto másico de combustible hallado anteriormente de $87,18 \frac{Kg}{s}$ y una relación aire/combustible de 15, tenemos un gasto másico de aire de $1307,7 \frac{Kg}{s}$.

$$V_t = \frac{1307,7 \frac{Kg}{s}}{0,746 \frac{Kg}{m^3}} = 1752,94 \frac{m^3}{s}$$

• LIMPIEZA

La limpieza de las placas de recolección se lleva a cabo de forma continuada, golpeando con martillos o pistones automáticos. Cada golpe desaloja material de la superficie de la placa y cae hasta aterriza en una tolva de polvo

La tolva se debe diseñar de forma que todo el material que recoge, se desliza hasta la parte inferior para ser evacuado periódicamente. El polvo se retira a través de una válvula por un sistema de manipulación de polvo como puede ser un transportador neumático o algo semejante.

• OTROS FACTORES DE DISEÑO

En la actualidad se puede hacer uso de tres diferentes tipos de electrodos de descarga:

- Cables ponderados, colgados de una estructura de apoyo en la parte superior del precipitador.
- Marcos de alambre, en el que se enlazan los cables a un marco rígido como soporte.
- Electrodos contruidos a partir de una única pieza metálica

La tendencia actual es el uso de marcos de alambre o electrodos de descarga rígidos, ya que ofrecen una mayor fiabilidad. Son menos propensos a la rotura y más fácil de limpiar.

La separación de los electrodos puede variar generalmente entre 11 y 19 cm. El hecho de que haya un gran espacio entre los electrodos y la descarga, permite mejorar la recolección de polvo. Sin embargo, se deben generar campos eléctricos más potentes, y esto conlleva a producir mayores tensiones de funcionamiento, por lo que es necesario hacer un equilibrio entre el ahorro de costes conseguido con mayor separación y los costes de una alimentación de mayor tensión.



La mayoría de los ESP se construyen de acero templado. Las placas suelen ser de entre 0,2 y 0,25 pulgadas de acero templado. Los electrodos de recolección suelen ser de acero templado de menor tamaño, 0,1 pulgadas aproximadamente. Se puede utilizar acero inoxidable para algunas aplicaciones corrosivas, pero es poco común, excepto en los ESP húmedos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]"International Energy Agency", *Iea.org*. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/>. [Acceso: 10- Dec- 2015].
- [2]*WorldEnergy Outlook 2012*. Paris: OECD/IEA, 2012.
- [3]"BP StatisticalReview of WorldEnergy June 2011", *bp.com/statisticalreview*, 2011. [Online]. Disponible: http://russland.ahk.de/fileadmin/ahk_russland/Dokumente/Veranstaltungen/2011/Vorstellung_BP-Energiejahresbericht/Statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf. [Acceso: 4- Feb- 2016].
- [4]"IEA - Report", *Iea.org*. [Online].Disponible: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=USA&product=electricityandheat&year=2013>. [Acceso: 4- Feb- 2016].
- [5]"IEA - Report", *Iea.org*. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=RUSSIA&product=electricityandheat&year=2013>. [Acceso: 16- Feb- 2016].
- [6]"IEA - Report", *Iea.org*. [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=CHINA&product=electricityandheat&year=2013>. [Acceso: 16- Feb- 2016].
- [7]"LAS RESERVAS DE CARBÓN RUSO ALCANZAN PARA MIL AÑOS", *Mundo.sputniknews.com*. [Online]. Disponible: https://mundo.sputniknews.com/spanish_ruvr_ru/2008/11/18/1116002/. [Acceso: 20- Aug- 2016].
- [8]J. Roca, "El carbón ya no es el rey en China | El Periódico de la Energía", *Elperiodicodelaenergia.com*. [Online]. Disponible: <http://elperiodicodelaenergia.com/el-carbon-ya-no-es-el-rey-en-china/>. [Acceso: 14- Aug- 2016].
- [9]"Política energética Horizonte 2020 Antonio Hernández García Antonio Hernández García Director General de Política Energética y Minas Ministerio de Industria, - ppt descargar", *Slideplayer.es*. [Online]. Disponible: <http://slideplayer.es/slide/138351/>. [Acceso: 25- Apr- 2016].
- [10]"Energía - EuropeanUnionwebsite, theofficial EU website - EuropeanCommission", *EuropeanUnionwebsite, theofficial EU website - EuropeanCommission*. [Online]. Disponible: https://europa.eu/european-union/topics/energy_es. [Acceso: 25- Apr- 2016].
- [11]"UnitedStates of America - Energy - EuropeanCommission", *Energy*. [Online]. Disponible: <http://ec.europa.eu/energy/node/116>. [Acceso: 25- Apr- 2016].

- [12]"Electricity production and supply statistics - Statistics Explained", *Ec.europa.eu*. [Online]. Disponible: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production_and_supply_statistics. [Acceso: 25- Apr- 2016].
- [13]"Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia", *Esios.ree.es*. [Online]. Disponible: <https://www.esios.ree.es/es>. [Acceso: 25- Apr- 2016].
- [14]"Greenpeace", <http://www.greenpeace.org/espana/es/>. [Online]. Disponible: <http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/2015/Report/cambio-climatico/macrolegalparacontaminar.pdf>. [Acceso: 10- Feb- 2016].
- [15]*La energía en España 2014*, 2014.
- [16]"CARBUNION", *Carbunion.com*. [Online]. Disponible: http://www.carbunion.com/import_carbon.php. [Acceso: 10- Dec- 2015].
- [17]*Hoja de Ruta de la Energía para 2050*.
- [18]*Autorización Ambiental Integrada de la central térmica de Aboño*,
- [19]"Información pública - Informe detallado CENTRAL TÉRMICA DE ABOÑO | PRTR España", *Prtr-es.es*. [Online]. Disponible: http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=2648. [Acceso: 10- Dec- 2015].
- [20]*Directiva 2010/75/UE*,
- [21]B. Miller, *Clean coal engineering technology*. Burlington, MA: Butterworth-Heinemann, 2011.
- [22]R. SL, "Libro", *Es.pfernandezdiez.es*. [Online]. Disponible: <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=15>. [Acceso: 18- Jun- 2016].
- [23]"Unidades físicas | ESIOS electricidad · datos · transparencia", *Esios.ree.es*. [Online]. Disponible: <https://www.esios.ree.es/es/unidades-fisicas>. [Acceso: 18- Jun- 2016].
- [24]"Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Ministra: Isabel García Tejerina magrama.es", *Magrama.gob.es*, 2016. [Online]. Disponible: <http://www.magrama.gob.es/es/>. [Acceso: 18- Jun- 2016].
- [25]"Anthracite Coal Combustion". [Online]. Disponible: <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s02.pdf>. [Acceso: 18- Jun- 2016].
- [26]Y. Zhao, S. Wang, C. Nielsen, X. Li and J. Hao, "Establishment of a database of emission factors for atmospheric pollutants from Chinese coal-fired power plants", *Atmospheric Environment*, vol. 44, no. 12, pp. 1515-1523, 2010.
- [27]*Integrated Pollution Prevention and Control*.

- [28]"DrytypeElectrostaticprecipitator: Fixed-electrode type : Hitachi Infrastructure Systems (Asia) Pte. Ltd.", *Hitachi-infra.com.sg*. [Online]. Disponible: http://www.hitachi-infra.com.sg/services/energy/dustcollection/dry_type/index.html. [Acceso: 5- Sep- 2016].
- [29]*Cost Manual USEPA*.
- [30]"Sustancias contaminantes | PRTR España", *Prtr-es.es*. [Online]. Disponible: <http://www.prtr-es.es/conozca/Sustancias-contaminantes-1026062012.html#1>. [Acceso: 03- Feb- 2016].
- [31]"Greenpeace". [Online]. Disponible: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/2016/report/cambio-climatico/Adenda_LasTrampasDelCarb%C3%B3n.pdf. [Accessed: 15- Sep- 2016].
- [32]*Sistemas de generación de energía*.
- [33]"DryCoolingTowers (Air CooledCondenser)", *Eps-e.ru*, 2016. [Online]. Disponible: <http://eps-e.ru/en/s-gradirni>. [Acceso: 8- Aug- 2016].
- [34]"Industrial InfoResources", *Industrial InfoResources*. [Online]. Disponible: <http://blog.industrialinfo.com/>. [Acceso: 8- Aug- 2016].
- [35]*Comunidad eduambiental*. [Online]. Disponible: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo14.pdf>. [Acceso: 10- Sep- 2016].
- [36]"Energía del Carbón". [Online]. Disponible: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo14.pdf>. [Acceso: 04- Mar- 2016].
- [37]"EDP-Energías". [Online]. Disponible: <https://www.sostenibilidadedp.es/pages/index/proceso-de-produccion-de-una-central-termica>. [Acceso: 19- Mar- 2015].